

# Lastmanagement in Gebäuden als Beitrag zur Reduktion der Auswirkungen volatiler erneuerbarer Energien

**Demand Side Management in buildings as a contribution to reduce the effects of volatile renewable energies**

Zur Erlangung des akademischen Grades Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation von Dipl.-Ing. Lutz Steiner aus Bad Homburg v.d.H.

Tag der Einreichung: 06.12.2013, Tag der Prüfung: 24.04.2014

Darmstadt, 2014 — D 17

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf
2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson



Lastmanagement in Gebäuden als Beitrag zur Reduktion der Auswirkungen  
volatiler erneuerbarer Energien

Demand Side Management in buildings as a contribution to reduce the effects of  
volatile renewable energies

Genehmigte Dissertation von Dipl.-Ing. Lutz Steiner aus Bad Homburg v.d.H.

1. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf

2. Gutachten: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der Einreichung: 06.12.2013

Tag der Prüfung: 24.04.2014

Darmstadt, 2014 — D 17

Bitte zitieren Sie dieses Dokument als:

URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-42513

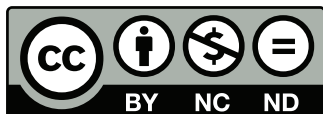
URL: <http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/id/eprint/4251>

Dieses Dokument wird bereitgestellt von tuprints,

E-Publishing-Service der TU Darmstadt

<http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de>

[tuprints@ulb.tu-darmstadt.de](mailto:tuprints@ulb.tu-darmstadt.de)



Die Veröffentlichung steht unter folgender Creative Commons Lizenz:

Namensnennung – Keine kommerzielle Nutzung – Keine Bearbeitung 2.0 Deutsch-  
land

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/de/>



---

# Zusammenfassung

Eine Energieversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien bietet nicht nur Vorteile hinsichtlich der besseren Umweltverträglichkeit, sondern auch Nachteile für die Energieversorgung. So stellt die Fluktuation in der Energieerzeugung (Volatilität) erneuerbarer Energien die größte Herausforderung dar. Eine Möglichkeit zur Reduktion der Auswirkungen der Fluktuation bietet das sogenannte "Lastmanagement": die Anpassung der Last an die fluktuierende Energieerzeugung. In dieser Arbeit wird untersucht, inwieweit Lastmanagement in Gebäuden und der später hinzukommenden Elektromobilität einen Beitrag zur Kompensation, sprich der Reduktion der Auswirkungen der Fluktuation, leisten kann. Es wird die Methode der Anwendungsfälle<sup>1</sup> (use cases) verwendet. Diese ermöglicht die Betrachtung des Themas Lastmanagement aus den verschiedenen Perspektiven der beteiligten Akteure. Anhand von Fallbeispielen wird der Beitrag von Lastmanagement evaluiert. Die entwickelten Lastmanagement-Modelle und -Regler werden auf Basis einer KNX-Gebäudesteuerung<sup>2</sup> real validiert.

---

<sup>1</sup> Ein Anwendungsfall bündelt Szenarien, die eintreten können, wenn ein Akteur mit Hilfe des verwendeten Systems ein bestimmtes Ziel erreichen möchte.


<sup>2</sup> KNX ist ein Protokoll für ein Bussystem in der Gebäudetechnik, das von über 300 Hersteller unterstützt wird. Das Bussystem ist auch unter vormaligem Namen Europäischer InstallationsBus (EIB) bekannt.



---

# Abstract

A power system with a high amount of renewable energies does not only provide advantages in terms of the environmental protection. It also brings disadvantages for the power system. Thus, the fluctuation in the generation (volatility) of renewable energies represents the biggest challenge. An opportunity for the reduction of the effects of the fluctuation can be provided by the so called "load management" (or Demand Side Management): the adaption of loads to the fluctuating renewable generation. This thesis researches the benefit of load management in buildings (including electric vehicles) and its contribution to the reduction of the effects of volatile renewable energies. It applies the method of use cases which allows the consideration of different point of views from the stakeholders involved in the load management. Using case studies, the contribution of load management is evaluated. The developed load management models and control algorithms are validated on the basis of a KNX-building-control.



---

赠给我的儿子们雷鸥和路易斯

---

# Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Zeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Regenerative Energien der Technischen Universität Darmstadt. Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf für die Betreuung dieser Arbeit und insbesondere für die Ermöglichung der Mitarbeit in Projekten, welche für wissenschaftliche Mitarbeiter unüblich sind. Zu nennen sind hier insbesondere die Solar-Decathlon-Projekte sowie industrielle Drittmittelprojekte u. a. in China. Ich möchte ihm insbesondere dafür danken, dass er uns Wissenschaftlichen Mitarbeitern in jeglicher Hinsicht beratend und fördernd zur Seite stand und steht.

Mein besonderer Dank gilt Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson für die Übernahme des Korreferats für meine Dissertation. Ganz besonders danken möchte ich Herrn Georg König, der neben der theoretischen Wissensvermittlung, wie sie an Universitäten üblich ist, insbesondere praktisches Wissen aus der Elektroinstallation und dem Handwerk an uns Wissenschaftliche Mitarbeiter vermittelte. Die Solar-Decathlon-Projekte wären ohne ihn kein Erfolg geworden. Ob auf der National Mall in Washington DC. oder in Fabrikgebäuden in Peking, er hatte immer Lösungen parat. Ich möchte mich insbesondere auch bei meinem Kollegen Arnaud Hoffmann bedanken, mit dem ich viele Projekte gemeinsam durchgeführt habe: Vielen Dank für die vielen gemeinsamen Diskussionen in Projekten, auf Konferenzen, im Privaten und der Freundschaft, die daraus entstanden ist. Mein Dank gilt auch Herrn Andreas Michael Reinhardt, den ich im Projekt E-Energy kennenlernte und von dessen Erfahrung ich sehr profitierte. Zuletzt gilt mein Dank all meinen Studenten, die mit ihren Studien-, Diplom-, Bachelor- und Masterarbeiten zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.



---

# Erklärung zur Dissertation

Hiermit versichere ich, die vorliegende Dissertation ohne Hilfe Dritter nur mit den angegebenen Quellen und Hilfsmitteln angefertigt zu haben. Alle Stellen, die aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Darmstadt, den 27. November 2014

---

(Lutz Steiner)





---

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Motivation</b>	<b>13</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangssituation in der Energieversorgung</b>	<b>15</b>
2.1	Das Energieversorgungsnetz in Deutschland . . . . .	15
2.2	Gleichgewicht von Energieerzeugung und -verbrauch . . . . .	16
2.3	Erneuerbare Energien . . . . .	16
2.4	Versorgungssicherheit und Einfluss der gesicherten Leistung . . . . .	18
2.5	Zusammenfassung und Fazit . . . . .	21
<b>3</b>	<b>Lastmanagement</b>	<b>23</b>
3.1	Begriffsdefinition Last- und Energiemanagement . . . . .	23
3.2	Lastmanagement-Varianten . . . . .	24
3.3	Zielsetzungen von Lastmanagement . . . . .	28
3.4	Lastmanagement-Projekte in der Vergangenheit . . . . .	29
3.5	Zusammenfassung und Fazit . . . . .	29
<b>4</b>	<b>Nutzerakzeptanz für Lastmanagement</b>	<b>33</b>
4.1	Wissenschaftliche Vorgehensweise und Methodik . . . . .	33
4.2	Aufbau der Studie . . . . .	34
4.3	Auswertung und Ergebnisse . . . . .	36
4.3.1	Statistische Relevanz . . . . .	37
4.3.2	Soziodemografische Ergebnisse . . . . .	37
4.3.3	Energieeffizienz-Gründe und -Maßnahmen der Befragten . . . . .	37
4.3.4	Haushaltsgerätebestand . . . . .	39
4.3.5	Bereitschaft zum Wechsel des Energieversorgungsunternehmens . . . . .	39
4.3.6	Datenübertragungsweg für zeitvariable Tarife . . . . .	41

4.3.7	Lastmanagement-Teilnahmebereitschaft und -Nutzerakzeptanz	43
4.4	Zusammenfassung und Fazit	45
<b>5</b>	<b>Entwicklung eines Lastmanagement-Modells</b>	<b>49</b>
5.1	Das Backtracking-Verfahren	49
5.2	Das Harmonisierungs-Verfahren	50
5.3	Einfluss von zeitvariablen Lastprofilen	55
5.4	Lastmanagement-Randbedingungen	57
5.5	Lastmanagement-Modell	59
5.6	Lastmanagement-Simulationen	60
5.6.1	Validierung der Lastoptimierungs-Modelle	60
5.6.2	Szenarien zur Bestimmung des Lastmanagement-Potentials	63
5.6.3	Ergebnisse der Potentialbestimmung	64
5.6.4	Lastanpassungen auf Basis realer zeitvariabler Stromtarife	67
5.7	Beitrag von Wärmepumpen	80
5.7.1	Anpassung der Verdichterleistung	81
5.7.2	Lastmanagement-Potential einer Wärmepumpe	83
5.8	Zusammenfassung und Fazit	83
<b>6</b>	<b>Lastmanagement-Anwendungsfälle für Smart Grids</b>	<b>87</b>
6.1	Die Methode der Anwendungsfälle	87
6.2	Anwendungsfälle für Smart Grids	90
6.3	Statisches und dynamisches Demand Response	96
6.4	Elektromobilität	103
6.4.1	Elektromobilitäts-Modell	107
6.5	Zusammenfassung und Fazit	111
<b>7</b>	<b>Evaluation der Anwendungsfälle anhand von Fallbeispielen</b>	<b>113</b>
7.1	Evaluationskriterien	113
7.2	Gesamtmodell für die Evaluation	115
7.3	Fallbeispiel eines Niederspannungsnetzes	115
7.3.1	Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.2: Lastmanagement“	119
7.3.2	Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“	122

7.3.3	Einfluss von Photovoltaik-Anlagen . . . . .	123
7.3.4	Lastanpassung an die Residuallast . . . . .	125
7.4	Fallbeispiel eines Mittelspannungsnetzes . . . . .	130
7.4.1	Charakteristik des betrachteten Mittelspannungsnetzes . . . . .	130
7.4.2	Lastflussberechnungen . . . . .	131
7.4.3	Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.2: Lastmanagement“ . . . . .	134
7.4.4	Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“ . . . . .	135
7.4.5	Evaluation Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“ . . . . .	141
7.5	Zusammenfassung und Fazit . . . . .	142
<b>8</b>	<b>Entwicklung und Implementierung realer Lastmanager</b>	<b>145</b>
8.1	Bussysteme in der Gebäudetechnik . . . . .	145
8.2	Teststand Gebäudetechnik . . . . .	146
8.3	Entwicklung von Lastmanagern . . . . .	150
8.3.1	Vorhersage-Lastmanager . . . . .	151
8.3.2	Hybrid-Lastmanager . . . . .	155
8.4	Validierungen der Lastmanager im Teststand . . . . .	161
8.4.1	Validierung des Vorhersage-Lastmanagers . . . . .	161
8.4.2	Validierung des Hybrid-Lastmanagers . . . . .	164
8.5	Lastmanagement im Projekt „Solar Decathlon 2009“ . . . . .	166
8.5.1	Technisches Konzept der Gebäudesteuerung . . . . .	167
8.5.2	Lastmanagement in surPLUShome . . . . .	170
8.6	Kommerzielle Implementierungen des Hybrid-Lastmanagers . . . . .	170
8.6.1	Implementierung der Vorhersage-Optimierung . . . . .	172
8.6.2	Implementierung der Echtzeit-Regelung . . . . .	172
8.6.3	Spezifikationsbedarf . . . . .	172
8.7	Zusammenfassung und Fazit . . . . .	174
<b>9</b>	<b>Felderfahrung mit den Lastmanagement-Algorithmen</b>	<b>175</b>
9.1	Antwortverhalten der Echtzeit-Regelung . . . . .	175
9.2	Validierung der implementierten Anwendungsfälle . . . . .	178
9.2.1	Vorhersage-Lastanpassung an einen TOU-Tarif . . . . .	178
9.2.2	Vorhersage-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung . . . . .	178



9.2.3 Vorhersage- und Echtzeit-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung . . . . .	182
9.2.4 Laden eines Elektrofahrzeugs mit Überschussenergie . . . . .	183
9.3 Zusammenfassung und Fazit . . . . .	186
<b>10 Zusammenfassung und Fazit</b>	<b>187</b>
10.1 Methodik . . . . .	187
10.2 Zusammenfassung . . . . .	187
10.3 Fazit . . . . .	191
<b>A Diagramme</b>	<b>193</b>
<b>B Tabellen</b>	<b>205</b>
<b>C Programmcodes</b>	<b>213</b>
<b>D Glossar</b>	<b>219</b>


---

# 1 Einleitung und Motivation

Der Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix in Deutschland ist in den letzten zehn Jahren deutlich gestiegen. Einen wesentlichen Beitrag zum Ausbau lieferte das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), da durch dieses insbesondere Investitionen privater Gebäudebesitzer in Photovoltaik-Anlagen lukrativ wurden. Derzeit sind über 98 % Prozent der Photovoltaik-Anlagen, bzw. 80 % der installierten Photovoltaik-Leistung, in 400 V-Niederspannungsnetzen installiert<sup>[17]</sup>. Die konsolidierte Fassung des EEG setzt als Ziel den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien bis auf einen Anteil an der Energieversorgung von 35 % im Jahr 2020 und 85 % im Jahr 2050<sup>[4]</sup>.

Der hohe Anteil erneuerbarer Energien bietet nicht nur den Vorteil der besseren Umweltverträglichkeit, sondern führt auch zu Problemen in der Energieversorgung. Einerseits stellt die Fluktuation (Volatilität) erneuerbarer Energien eine nicht unwesentliche Herausforderung dar, da die Energieerzeugung von z.B. Wind- und Photovoltaik-Anlagen in Abhängigkeit meteorologischer Verhältnisse schwankt und keine kontinuierliche Energieerzeugung möglich ist. Energieerzeugungsanlagen dieser Art können die fossil installierte Kraftwerksleistung nur auf Kosten der Versorgungssicherheit ersetzen. Zudem wird die traditionelle Energieversorgung, die Anpassung der Kraftwerkserzeugung an die Energienachfrage (Last), erschwert, da gemäß dem EEG erneuerbare Energien vorrangig und unabhängig von der Energienachfrage in Deutschland einspeisen dürfen.

Andererseits resultieren aus großen Einspeisungen erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen auch immer Negativeffekte, die z.B. zur Spannungsbandverletzungen im Energieversorgungsnetz führen können. Insbesondere im Niederspannungsnetz führt das zu Problemen, da dort Regelelemente traditionell nicht vorgesehen sind und daher nicht existieren.



---

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien verschärft sich diese Problematik. Ein möglicher Lösungsansatz ist in der Umkehrung der traditionellen Energieversorgung zu sehen: die Anpassung der Last an die Energieerzeugung.

In der vorliegenden Arbeit wird untersucht, ob Lastanpassung bzw. Lastmanagement eine geeignete Strategie zur Bewältigung der genannten Herausforderungen darstellt.

---

## 2 Ausgangssituation in der Energieversorgung

Dieses Kapitel beschreibt einführend die aktuelle Situation in der Energieversorgung in Deutschland, insbesondere in Bezug auf erneuerbare Energien.

---

### 2.1 Das Energieversorgungsnetz in Deutschland

---

Das Energieversorgungsnetz in Deutschland gehört zum europäischen Verbundsystem. Dieses besteht aus einem europaweiten engmaschigen Energieversorgungsnetz mit Hoch- und Höchstspannungsleitungen und fasst Kraftwerke und Abnehmerzentren zusammen.

Das deutsche Energieversorgungsnetz kann in folgende Netze unterschiedlicher Spannungsebenen unterteilt werden:

- *Höchstspannungsnetz*  
220 kV und 380 kV
- *Hochspannungsnetz*  
60 kV bis 150 kV
- *Mittelspannungsnetz*  
1 kV bis 30 kV
- *Niederspannungsnetz*  
0,4 kV

Vor der Liberalisierung des Strommarktes waren neun überregional tätige Verbundunternehmen entstanden, die innerhalb ihres vertraglich abgegrenzten Versorgungsgebiets bzw. ihrer Regelzone technisch und wirtschaftlich autark

---

operierten<sup>[32]</sup>. Nach der Liberalisierung des Strommarktes und Fusionierung einiger dieser Unternehmen verblieben vier Unternehmen (Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TenneT GmbH und TransnetBW GmbH) und Regelzonen<sup>[32]</sup>. Der größte Teil des öffentlichen Bedarfs an elektrischer Energie wird von den vier großen Kraftwerksbetreibern der Regelzonen erzeugt und in die Höchstspannungs- sowie Hochspannungsnetze eingespeist<sup>[32]</sup>. Knapp 1.000 regionale und lokale Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Überlandwerke, Stadtwerke und Sondervertragskunden) beziehen aus diesen Netzen elektrische Energie und vertreiben diese an ihre Tarifkunden (Haushalte, Gewerbetreibende etc.) in den Mittel- und Niederspannungsnetzen weiter<sup>[32]</sup>.

---

## **2.2 Gleichgewicht von Energieerzeugung und -verbrauch**

---

Der Verbrauch von elektrischer Energie unterliegt tages- und jahreszeitlichen Schwankungen<sup>[32]</sup>. Die Jahreshöchstlast (ca. 80 GW) tritt in Deutschland üblicherweise an einem Tag im Dezember auf, die minimale Last häufig in einer Juninacht<sup>[32]</sup>. Jahreshöchstlast und minimale Last unterscheiden sich ca. um den Faktor 2<sup>[32]</sup>. Da sich elektrische Energie großtechnisch nur bedingt speichern lässt, muss in jedem Augenblick der von den Verbrauchern geforderten elektrischen Leistung eine gleich große Erzeugerleistung gegenüberstehen<sup>[32]</sup>. Störungen dieses Gleichgewichts führen zu unerwünschten Frequenzänderungen bzw. Spannungsänderungen. So bewirkt eine Zunahme des Wirkleistungsverbrauchs bei unveränderter Primärenergiezufuhr in den Kraftwerken eine Drehzahl- bzw. Frequenzabsenkung im Energieversorgungsnetz. Das Gleichgewicht kann durch Anpassung der Energieerzeugung der Kraftwerke mittels einer Frequenzregelung gewährleistet werden.

---

## **2.3 Erneuerbare Energien**

---

Seit Beginn der Neunziger Jahre wurden in Deutschland sukzessive erneuerbare Energien ausgebaut. Wesentliche Gründe hierfür waren die Abhängigkeit von Kohle-, Gas und Ölimporten zu reduzieren, Klimaveränderungen abzuwenden und CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Eine Reihe von Gesetzen wurde erlassen, so das



---

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Für Netzbetreiber besteht seitdem eine Anschluss-, Abnahme- und Vergütungsverpflichtung für erzeugte Energie aus erneuerbaren Energien. Die Teilnahme erneuerbarer Energien an der Frequenzregelung ist damit nicht möglich. Basierend auf diesem Gesetz wurden erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, z. B. Photovoltaik-Anlagen oder Windkraft-Anlagen, auch für Privatpersonen bzw. Kommunen rentabel. In Folge stieg die installierte Gesamtleistung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen in Deutschland rasant an. Im Jahr 2011 hatte sich die installierte Leistung im Vergleich zum Jahr 2000 bereits versechsfacht. Tabelle B.1 gibt einen Überblick über die Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland.

Im Juni 2011 wurde durch die Bundesregierung endgültig entschieden, zukünftig komplett auf die Kernkraft zu verzichten. Diese Entscheidung wird zukünftig den Ausbau erneuerbarer Energien weiter begünstigen. Die Bundesregierung hat mit dem Energiekonzept 2010 und den Beschlüssen zur Energiewende im Juni 2011 eine entsprechende Strategie für den weiteren Ausbau festgelegt<sup>[6]</sup>. Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier nennt folgende Ziele:

*„Mit dem Energiekonzept 2010 und den Beschlüssen zur Energiewende im Juni 2011 hat die Bundesregierung erstmals eine umfassende Strategie für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahrzehnten vorgelegt. Bis 2020 soll ihr Anteil an der Stromversorgung auf mindestens 35 Prozent steigen, bis 2050 sollen sie zum Hauptpfeiler unserer Energieversorgung werden, flankiert durch große Fortschritte bei der Verbesserung der Energieeffizienz. Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und vor allem Bezahlbarkeit müssen dabei gleichermaßen gewährleistet sein.“* <sup>[6]</sup>

Bedingt durch den Ausbau stieg auch die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien an. Im Jahr 2011 wurden in Summe ca. 123 TWh aus erneuerbaren Energien erzeugt<sup>[7]</sup>. Im Vergleich dazu betrug die gesamte elektrische Energieerzeugung in Deutschland im gleichen Jahr ca. 613 TWh<sup>[34]</sup>. Tabelle B.2 gibt einen Überblick über die Entwicklung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien der vergangenen Jahre. Die Abbildungen 2.1a und 2.2b verdeutlichen, dass die instal-

---

lierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland durch den Ausbau der vergangenen Jahre auf knapp 82 % der Jahreshöchstlast anstieg. Dies kann bei fehlender Last und guter Energieerzeugungssituation zu Energieüberschüssen führen. Die Auswirkung auf den Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien am jährlichen Energieverbrauch in Deutschland ist dennoch gering. Die Abbildungen 2.1b und 2.1c zeigen, dass der Deckungsbeitrag in den vergangenen Jahren zwar stetig gesteigert wurde, aber dennoch 20 % im Jahr 2011 nicht überstieg. Der Ausbau erneuerbarer Energien als alleinige Maßnahme führt demnach nicht zum Erreichen der durch die Bundesregierung formulierten Ziele bzw. einer auf überwiegend erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung.

---

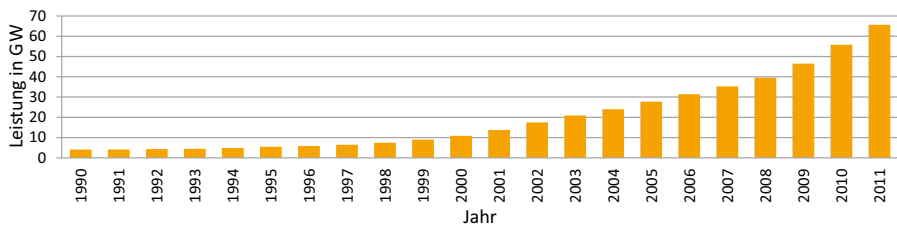
## 2.4 Versorgungssicherheit und Einfluss der gesicherten Leistung

---

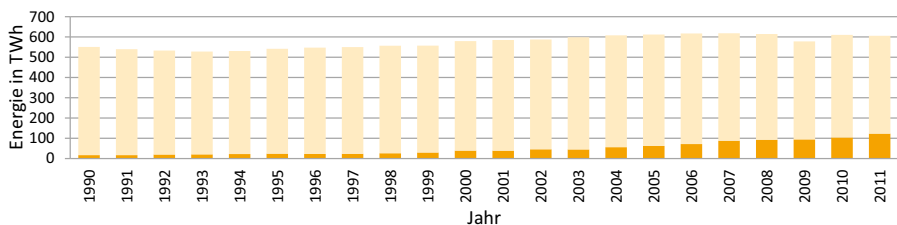
Der geringe Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien am jährlichen Energieverbrauch kann durch die „gesicherte Leistung“ begründet werden. In [8] wird die gesicherte Leistung anschaulich definiert:

*„Die gesicherte Leistung ist der Anteil an der installierten Leistung, der mit einer 99 prozentigen Wahrscheinlichkeit immer zur Verfügung steht, also auch zu Zeiten ohne Wind und Sonne.“ [8]*

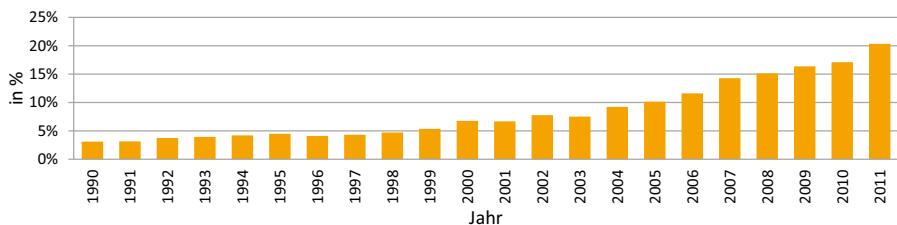
Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist statistisch gegeben, wenn die Summe der gesicherten Leistung aller inländischen Kraftwerke (ohne Beachtung von Stromimporten) mindestens so groß wie die Jahreshöchstlast ist. Abbildung 2.1d und Tabelle 2.1 stellen den Beitrag unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien zur gesicherten Leistung dar. Die Berechnung hängt von einigen Faktoren, u. a. der Verfügbarkeit der Kraftwerke oder Schwankungen in der Energieerzeugung ab. Die gesicherte Leistung einer Windkraft-Anlage beträgt beispielsweise nur ca. 10 % der installierten Leistung dieser Anlage. Windkraft-Anlagen als wichtigste Form der erneuerbaren Energien in Deutschland leisten in Folge und bezogen auf ihre installierte Leistung nur einen geringen Beitrag zur gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks. Die gesicherte Leistung eines Kern- oder Kohlekraftwerks beträgt hingegen ungefähr 90 % von dessen installierter Leistung. Damit leisten Kern- und



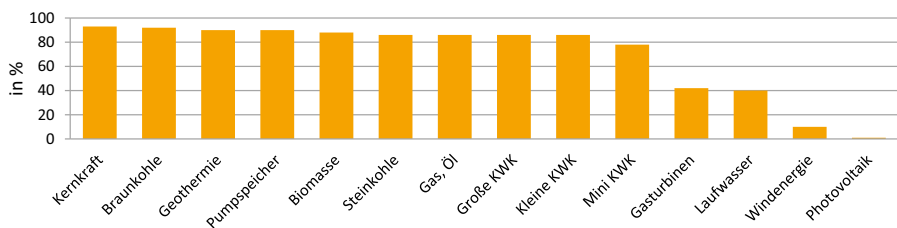
a) Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien<sup>[7]</sup>



b) Absoluter Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien am jährlichen Energieverbrauch<sup>[7]</sup>



c) Prozentualer Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien am jährlichen Energieverbrauch<sup>[7]</sup>



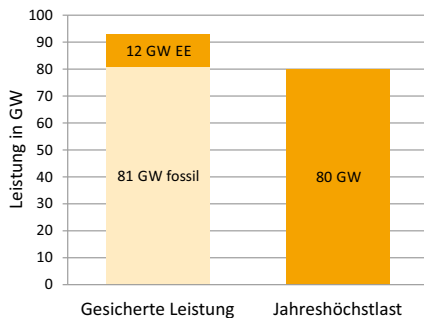
d) Anteil der gesicherten Leistung eines Kraftwerkblocks an dessen installierter Leistung<sup>[12]</sup>

**Abbildung 2.1:** Entwicklung der erneuerbarer Energien in Deutschland, Beitrag zur gesicherten Leistung

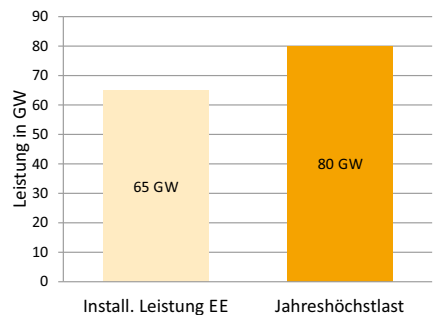
**Tabelle 2.1:** Beiträge unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien zur gesicherten Leistung<sup>[12]</sup>

Kraftwerkstechnologie	Verfügbarkeit in %	Gesicherte Leistung des Kraftwerksblocks in %
Steinkohlekraftwerk	91,2	86
Braunkohlekraftwerk	95,3	92
Kernkraftwerk	95,5	93
Kombi-Anlage (Gas, Öl)	91,4	86
Gasturbinen	56,1	42
Laufwasserkraftwerke	40	40
Biomasse	90	88
Windenergie	95	5-10
Photovoltaik	k. A.	1
Geothermie	90	90
Pumpspeicher	97	90
Große KWK		86
Kleine und mittlere KWK		86
Mini- und Mikro-KWK		78

Kohlekraftwerke im Vergleich zu Windkraft-Anlagen einen weitaus größeren Beitrag zur gesicherten Leistung des Kraftwerksparks. Abbildung 2.2a stellt die gesicherte Leistung des gesamten deutschen Kraftwerksparks der Jahreshöchstlast für das Jahr 2011 gegenüber. Die gesicherte Leistung betrug 93 GW. Nur 12 GW davon stammen aus erneuerbaren Energien<sup>[8]</sup>. Der Anteil erneuerbarer Energien an der gesicherten Leistung betrug damit weniger als 15 %. Dieser Vergleich zeigt, dass die Eins-zu-Eins-Substitution der installierten Leistung fossiler Kraftwerke durch erneuerbare Energien sogar zu einer Reduktion der gesicherten Leistung führen würde.



a) Gegenüberstellung der gesicherten Leistung und der Jahreshöchstlast



b) Gegenüberstellung der installierten Leistung und der Jahreshöchstlast

**Abbildung 2.2:** Gegenüberstellung der gesicherten bzw. installierten Leistung erneuerbarer Energien und der Jahreshöchstlast für das Jahr 2011<sup>[7] [8]</sup>

## 2.5 Zusammenfassung und Fazit

Die erzeugte elektrische Energie erneuerbarer Energien wird in Deutschland vorangegangen und unregelmäßig in das Energieversorgungsnetz eingespeist. Die Anpassung der Energieerzeugung an die Last ist damit mit diesen Energieerzeugungsanlagen nicht möglich. Zwischen der Energieerzeugung erneuerbarer Energien und der tatsächlichen Last besteht je nach Nachfrage nach elektrischer Energie ein zeitlicher Versatz, der zu Energieüberschüssen führen kann. Der Ausbau erneuerbarer Energien als alleinige Maßnahme erhöht den Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien am Jahres-Energieverbrauch nur geringfügig. Ursache sind Schwankungen in der Energieerzeugung, die insbesondere bei Windkraft-Anlagen, der wichtigsten Form erneuerbarer Energien in Deutschland, durch Schwankungen des Winddargebots hervorgerufen werden. Der Beitrag erneuerbarer Energien zur gesicherten Leistung des gesamten Kraftwerksparks in Deutschland ist weitaus geringer, als der Beitrag von fossilen Kraftwerken. Bei einer Eins-zu-Eins-Substitution der installierten Leistung fossiler Kraftwerke durch erneuerbare Energien führt dies zur Reduzierung der gesicherten Leistung und damit zur Gefährdung der Versorgungssicherheit.



---

## 3 Lastmanagement

---

### 3.1 Begriffsdefinition Last- und Energiemanagement

---

Lastmanagement (engl.: Demand Side Management<sup>1</sup>) bezeichnet allgemein die Verlagerung der Betriebszeit einer Last in einen anderen Zeitraum. Im industriellen Bereich kann dies durch z. B. die zeitliche Verlegung eines lastintensiven Produktionsprozesses geschehen. Im Gebäudesektor existiert eine Vielzahl an Elektrogeräten (Waschmaschinen, Spülmaschinen, Kühl- und Gefriergeräte, Wärmepumpen, Klimaanlage etc.), deren Betriebszeit problemlos zeitlich verlagert werden könnte<sup>[38]</sup>. In der Literatur findet man folgende Definitionen:

*„Unter Lastmanagement versteht man das flexible Reagieren der Verbraucherseite auf gewisse Veränderungen der Angebotsseite“ [5] [38].*

*„Unter diesem Begriff werden solche Aktivitäten subsumiert, die den Energieverbraucher an der Gestaltung seiner Energieversorgung beteiligen, und zwar entweder durch direkte Einflussnahme des Energieversorgers oder Netzbetreibers oder indirekt durch entsprechende Preissignale oder Tarifgestaltung. Ziel ist es, Einfluss auf die Lastkurve zu nehmen, um beispielsweise Lastspitzen zu glätten und so den Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke zu vermeiden.“ [16] [38]*

*„Changes in electric usage by end-user customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.“ [37] [38]*

---

<sup>1</sup> Demand Side Management bezeichnet in dieser Arbeit das automatisierte Lastmanagement eines Gebäudes anhand einer Gebäudesteuerung.

---

In der vorliegenden Arbeit bezeichnet der Begriff Lastmanagement den Vorgang der Anpassung von Lasten im privaten Gebäudebereich sowie vereinzelt die Ladelast von Elektrofahrzeugen (und damit ihre zeitliche Verschiebung) an eine gewisse Bestimmungsgröße, z. B. einen zeitvariablen Stromtarif, eine Photovoltaik-Einspeisung oder eine sonstige Information. Zwei Arten an Stromtarifen können für Lastmanagement unterschieden werden:

- *Time-Of-Use (TOU)*

Time-Of-Use-Tarife sind Mehrstufentarife, bei denen die unterschiedlichen Preisstufen fest vorgegebenen Zeitperioden zugeordnet sind. Die Kunden kennen den Tarif im Vorhinein.

- *Real-Time-Pricing (RTP)*

Real-Time-Pricing-Tarife sind Mehrstufentarife, deren Tarifstufen sich in Abhängigkeit auftretender Ereignisse im Energieversorgungsnetz kurzfristig ändern können. Real-Time-Pricing-Tarife können mit der Energieerzeugung erneuerbarer Energien im Energieversorgungsnetz korrelieren und stellen damit ein geeignetes Anreizinstrument für Lastmanagement dar.

Energiemanagement wird im allgemein im Vergleich zum Lastmanagement umfassender definiert<sup>[38]</sup>. In der vorliegenden Arbeit bezeichnet der Begriff Energiemanagement allgemein die Kontrolle und Koordination aller Aktivitäten zur Deckung eines bestimmten Energiebedarfs.

---

## 3.2 Lastmanagement-Varianten

---

Das Ziel von Lastmanagement ist nicht nur ausschließlich die Vermeidung von Spitzenlasten. Es können folgende Zielsetzungen unterscheiden werden<sup>[1] [38]</sup>:

- *Lastanhebung*

Bei hoher Einspeisung fluktuierender Erzeuger z. B. erneuerbarer Energien dient die Lastanhebung zur Abnahme von Überschussenergie.

- *Schwachlastanhebung*

Bei geringer Auslastung von Kraftwerken dient die Anhebung der Last in einer Schwachlastzeit zur besseren Ausnutzung der Kraftwerke.



---

- *Spitzenlastkappung*

Bei hoher Spitzenlast dient die Absenkung der Last zur Vermeidung von hohen Energiebeschaffungskosten.

- *Lastabsenkung*

Bei geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien dient die Senkung des Gesamtverbrauchs der besseren Anpassung der Last an die Energieerzeugung.

- *Lastverschiebung*

Die Lastverschiebung von Lasten aus Spitzenlastzeiten in Schwachlastzeiten dient der Glättung des Lastprofils.

- *Spezifische Lastführung*

Die spezifische Lastführung ermöglicht eine besondere Ausrichtung der Energienachfrage an eine bestimmte Vorgabe.

Die Verlagerung eines Teils der Energienachfrage aus Spitzenlastzeiten in Schwachlastzeiten kann z. B. helfen, den Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke zu reduzieren<sup>[38]</sup>. Eine Vergleichmäßigung des Tageslastprofils kann langfristig zu einer Verkleinerung der Kraftwerkskapazitäten beitragen<sup>[38]</sup>. Die Vorteile eines Lastmanagements sind in Tabelle 3.1 dargestellt. In der Umsetzung können drei Lastmanagement-Varianten unterscheiden werden:

- *Passives Lastmanagement*

Lastanpassungen bzw. -verschiebungen, die ohne aktives Eingreifen in das Lastverhalten des Nutzers auskommen. Die Lastanpassung bzw. -verschiebung wird indirekt durch Motivation des Kunden mittels Anreizen, z. B. zeitvariablen Stromtarifen, erreicht.

- *Aktives Lastmanagement ohne Nutzerbeteiligung*

Lastanpassungen bzw. -verschiebungen, die durch direkte Interaktion mit dem Nutzer anhand von Schalthandlungen durchgeführt werden.

- *Aktives Lastmanagement mit Nutzerbeteiligung*

Lastanpassungen bzw. -verschiebungen, die sowohl auf außenstehenden Vor-

**Tabelle 3.1: Vorteile eines Lastmanagements<sup>[37] [16][38]</sup>**

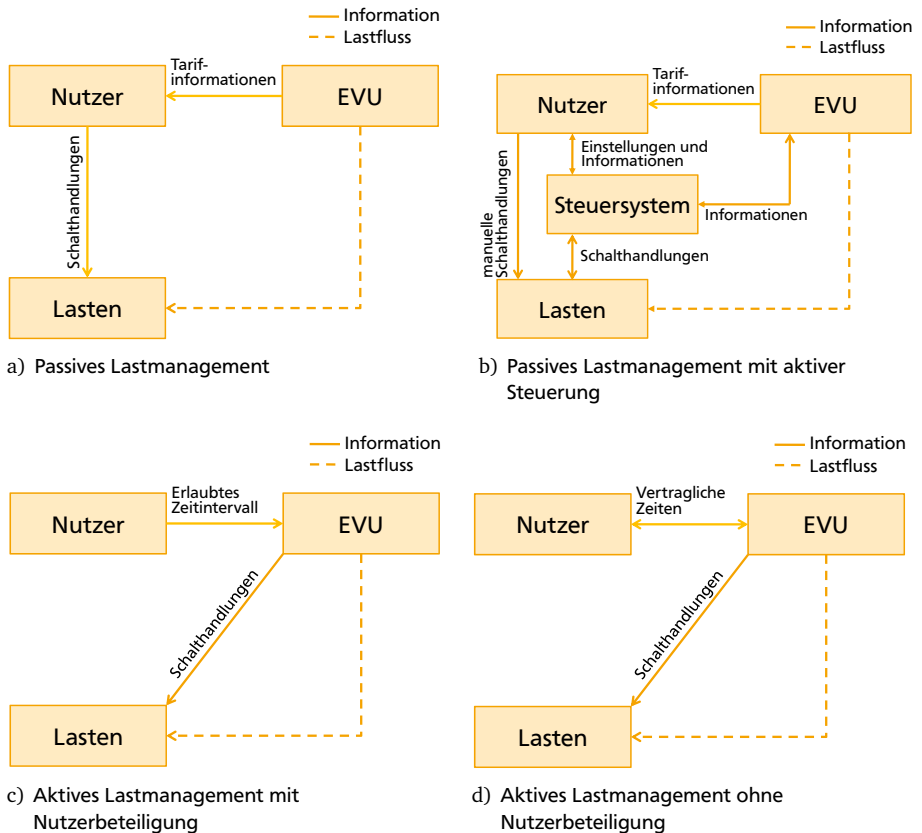
<b>Netzbetreiber und Energieversorger</b>
Reduzierung von Lastspitzen, Auffüllen von Lasttälern
Glättung Gesamtlastprofile, geringerer Bedarf an Spitzenlastkraftwerken und höherer Auslastungsgrad der restlichen Kraftwerkskapazitäten
Potenziell geringere Energieerzeugungskosten, da weniger teure Spitzenlastkraftwerke benötigt werden
Zusätzliche Möglichkeiten der Regelennergiebeschaffung und dadurch niedrigere Kosten für Systemdienstleistungen bei gleichbleibender Stabilität der Versorgungsnetze
<b>Kunden</b>
Niedrigere Stromrechnungen bei Verschiebung der Lasten in Niedrigtarifzeiten
Bonuszahlungen für die Teilnahme an Lastmanagement-Programmen
Einfachere bzw. automatisierte Steuerung der Haushaltsgeräte
<b>Volkswirtschaftlicher Gesamtnutzen</b>
Größere Versorgungssicherheit durch Verbesserung der Netzstabilität
Geringere Treibhausgas-Emission, da erneuerbare Energien besser integriert werden können, und dadurch Beitrag zum Umweltschutz und Vermeidung von externen Kosten der konventionellen Energieerzeugung
Erschließung neuer Geschäftsfelder in der IKT-Wirtschaft

gaben als auch auf Nutzervorgaben basieren. Der Nutzer kann z. B. ein bestimmtes Zeitintervall vorgeben, innerhalb dessen Lasten durch ihn oder Außenstehenden gestartet werden können.

- *Passives Lastmanagement mit aktiver Steuerung*  
Lastanpassungen bzw. -verschiebungen, die ohne aktives Eingreifen auskommen. Die Anpassung an die anreizbasierte Information erfolgt nicht wie beim passiven Lastmanagement manuell durch den Nutzer, sondern durch ein aktives Steuerungssystem des Nutzers.

Abbildung 3.1 gibt eine Übersicht über die vier Lastmanagement-Varianten. Es kann zwischen vorhersage- und echtzeitbasiertem Lastmanagement unterschieden wer-

den. Im ersten Fall kann u. a. eine Vorhersagekurve für eine Energieerzeugung des nächsten Tages vorliegen, an welche die Verbräuche des nächsten Tages angepasst werden (z. B. durch Optimierung). Im zweiten Fall kann eine Regelung zur Anwendung kommen, die in Abhängigkeit einer fortlaufenden Messung, z. B. der Messung der Energieerzeugung eines Gebäudes, die Lasten in Echtzeit anpasst.



**Abbildung 3.1:** Lastmanagement-Varianten<sup>[45] [50]</sup>

---

### 3.3 Zielsetzungen von Lastmanagement

---

Das primäre Ziel von Lastmanagement besteht im Rahmen dieser Arbeit in der Verschiebung von Lasten aus Zeiten geringer Energieerzeugung erneuerbarer Energien in Zeiten großer Energieerzeugung erneuerbarer Energien (Lastanpassung), um indirekt den Deckungsbeitrag erneuerbarer Energien am jährlichen Energieverbrauch zu erhöhen. Lastmanagement kann als eine Methode des Energiemanagements angesehen werden und verfolgt das Ziel, die Energieeffizienz zu steigern. Die Art des Lastmanagements und die zugehörige Implementierung hängt von der jeweiligen Art der Energieeffizienz ab. Es können zwei Arten der Energieeffizienz unterschieden werden:

- *Gebäude-Energieeffizienz*

Das Ziel der Gebäude-Energieeffizienz ist die Einsparung aller Primärenergien bzw. Endenergien, die von außerhalb physikalisch über z.B. Leitungen oder Rohre in das Gebäude eingebracht werden (z. B. Wasser, Gas, Öl, elektrische Energie, Wärme etc.). Die Zielsetzung des zugehörigen Gebäude-Energiemanagements ist es, diesen Energieverbrauch ausschließlich innerhalb des Gebäudes zu reduzieren. Energieerzeugungen erneuerbarer Energien außerhalb des Gebäudes, z. B. im Energieversorgungsnetz, bleiben unberücksichtigt.

- *Regionale Energieeffizienz*

Das Ziel der regionalen Energieeffizienz besteht in der Einsparung fossiler Primärenergien in einem lokalen Bereich, z. B. einer Stadt, um den Ausstoß klimaschädlicher Kohlendioxide, wie sie bei der Energiewandlung von Primärenergie in Endenergie bei fossilen Kraftwerken entstehen, zu reduzieren bzw. zu vermeiden. Der vorrangige Verbrauch von erzeugter Energie aus erneuerbaren Energien ist das Ziel der regionalen Energieeffizienz.

Beide Arten der Energieeffizienz müssen zukünftig interagieren. Lastmanagement in Gebäuden kann dazu beitragen die regionale Energieerzeugung erneuerbarer Energien vorrangig zu verbrauchen. Wird im Energieversorgungsnetz in einem bestimmten Zeitraum mehr Energie aus erneuerbaren Energien erzeugt

---

als benötigt wird, so wäre das Ziel der regionalen Energieeffizienz in diesem Zeitraum den Endenergieverbrauch in Gebäuden durch Lastmanagement (Lastverschiebungen) zu erhöhen. Dies widerspricht der Zielsetzung der klassischen Gebäude-Energieeffizienz, die Minimierung von Energieverbräuchen. Derzeit existieren keine technischen Lösungen, die diesen Fall berücksichtigen. In Bezug auf ein Gebäude-Lastmanagement bedeutet dies, dass ein systemischer Ansatz angewendet werden muss, der neben gebäudeinternen Führungsgrößen auch externe Führungsgrößen für das Lastmanagement berücksichtigt. Es wird flächendeckende Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) benötigt, die den Informationsaustausch von Gebäuden und der regionalen Umgebung ermöglicht. Dies kann durch ein Smart Grid geschehen.

---

### **3.4 Lastmanagement-Projekte in der Vergangenheit**

---

In der Vergangenheit gab es bereits diverse Initiativen, Projekte und Feldversuche im Bereich Lastmanagement. Die meisten Initiativen wurden aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit eingestellt. Im Versorgungsgebiet der Bewag in Berlin (heute Vattenfall Europe Berlin) wurde 1993 die Beeinflussung der Lastseite durch zeitvariable Stromtarife untersucht<sup>[38]</sup>. Ziel war die Vergleichsmäßigung des Lastprofils, um Kraftwerke gleichmäßiger auszulasten. Das Konzept wurde nicht fortgeführt, da den Einsparungen durch die Lastanpassung unverhältnismäßige Kosten für Informations- und Kommunikationstechnik entgegenstanden<sup>[38]</sup>. Zu ähnlichen Resultaten kamen viele weitere Projekte in den 90er Jahren. Es zeigte sich fast immer, dass der finanzielle Aufwand in Kommunikationsinfrastruktur und Stromzähler die durch Lastanpassung theoretisch generierbaren Erlöse überstieg<sup>[29] [38]</sup>. Tabelle 3.2 gibt einen Überblick.

---

### **3.5 Zusammenfassung und Fazit**


---

In diesem Kapitel wurden die Ansätze und Zielsetzungen von Lastmanagement behandelt. Unter Lastmanagement wird in dieser Arbeit zumeist die Verschiebung von Lasten aus Zeiten geringer Energieerzeugung erneuerbarer Energien in Zeiten großer Energieerzeugung erneuerbarer Energien und damit die Anpassung der Last

**Tabelle 3.2:** Lastmanagement-Projekte in der Vergangenheit<sup>[21] [38]</sup>

Projekt	Tarifart	Spitzenlast- reduktion in %	Verhältnis Strompreis Max/Min	Dauer in Jahren	Teilneh- mer pro Sektor
Eckernförder-Tarif	RTP	5 - 6	6	2	1000
Rheine	RTP	13	12	3	100
Saarland	TOU	9	2	3	219
Schweiz	TOU	4 - 5			220
California's Statewide Pricing Pilot (USA)	TOU	4 - 6	2	2	200/H
	CPP/F	5 - 13	2 - 7	2	606/H
	CPP/V	16 - 27	7	2	300/H
	TOU	7 - 9	2	2	100/I,G
	CPP-V	6 - 14	7	2	395/I,G
Gulf Power (USA)	CPP	20	5		3000/H
Exelon (USA)	RTP	22			750
Automated Demand Response System (USA)	CPP/F	27 - 51		2	130
Niagra Mohawk Power Corporation (USA)	RTP/DA	10	2		149/I
Efflocom, Skagerak Nett (Norwegen)	TOU	8 - 9	~2	1	198
	RTP	16 - 24			34
Efflocom, Buskerud Nett (Norwegen)	TOU	7 - 10	~2	1	39
	DL	12 - 14			1230
	RTP	15 - 22			17
Efflocom (Dänemark)	DL		3	1	25
Efflocom (Norwegen)	DL	< 15		3	156

TOU = Time-Of-Use; RTP = Real-Time-Pricing; CPP = Critical-Peak-Pricing;  
DL = Direkte Laststeuerung; F = Fixe Zeitintervalle; V = Variable Zeitintervalle; DA = Day-Ahead;  
H = Haushalte; I = Industrie; G = Gewerbe; Tabellenwerte sind gerundet



---

an die Energieerzeugung erneuerbarer Energien verstanden. Es kann aktives und passives Lastmanagement mit und ohne Nutzerbeteiligung unterschieden werden. Lastmanagement trägt zur Energieeffizienz von Gebäuden aber auch zur Energieeffizienz regionaler Gebiete bei.





---

## 4 Nutzerakzeptanz für Lastmanagement

Der Erfolg von Lastmanagement-Lösungen hängt insbesondere im Privatgebäude von der Nutzerakzeptanz ab. Im Rahmen dieser Dissertation wurde mit Unterstützung von [41] eine Befragung von 1.000 Kunden eines lokalen Stadtwerks zur Ermittlung der Lastmanagement-Nutzerakzeptanz vorgenommen und eine Nutzerakzeptanz-Studie erstellt.

---

### 4.1 Wissenschaftliche Vorgehensweise und Methodik

---

Im Rahmen der Nutzerakzeptanz-Studie wurde eine schriftliche Befragung durch einen Fragebogen mit 26 Fragen durchgeführt. Die statistische Auswertung von Umfragen bzw. Fragebögen ist nur erfolgreich möglich, wenn bei deren Erstellung nicht gegen gewisse Methodiken verstoßen wird. Insbesondere die Formulierung der Fragen muss sorgfältig erfolgen, damit keine Missverständnisse entstehen<sup>[20]</sup>. Die Fragen müssen für jeden Befragten verständlich, vollständig, eindeutig und korrekt formuliert sein und sollten dem allgemeinen Sprachgebrauch entsprechen<sup>[20]</sup>. Insbesondere Suggestivfragen sollten vermieden werden, da diese die Befragten indirekt beeinflussen können. Im Fragebogen sind die Fragen, wie in [28] vorgeschlagen, in funktionelle und inhaltliche Fragen aufgeteilt.

Funktionelle Fragen können gemäß [19] in folgende Typen unterteilt werden:

- *Einleitungsfragen*

Dieser Fragetyp führt die Befragten an die Thematik heran.

- *Routingfragen*

Dieser Fragetyp beinhaltet nur relevante Informationen für die Befragten.

---

- *Pufferfragen*

Dieser Fragetyp leitet zu einem anderen Themenblock über.

- *Kontrollfragen*

Dieser Fragetyp soll Inkonsistenzen in den Antworten der Befragten aufdecken.

- *Schlussfragen*

Dieser Fragetyp beinhaltet meist soziodemografische Inhalte und stellt den Abschluss einer Befragung dar.

Inhaltliche Fragen können Erkenntnisse über Meinungen, Überzeugungen, demografische und persönliche Eigenschaften der Befragten abfragen<sup>[28]</sup>. Alle Fragen bzw. Fragetypen können wiederum unterteilt werden in geschlossene, halboffene und offene Fragestellungen<sup>[30]</sup>. Bei geschlossenen Fragen können die Befragten ausschließlich Antworten aus einer bestimmten Anzahl an vorgegebenen Antwortalternativen auswählen. Bei halboffenen Fragen werden Antwortalternativen vorgegeben, wobei es zusätzlich die Möglichkeit gibt, eigene Antworten zu formulieren. Dieser Fragetyp kann bei komplexen Themen von Vorteil sein, bei denen eine vorgegebene Auswahl an Antworten nicht das komplette Themengebiet abdecken kann. Bei offenen Fragestellungen können die Befragten freie Antworten formulieren.

---

## 4.2 Aufbau der Studie

---

Ziel des Fragebogens ist die Ermittlung der Nutzerakzeptanz für Lastmanagement-Lösungen. Den Befragten wird hierzu in der Umfrage insbesondere das Konzept der Lastanpassung an zeitvariable Stromtarife vorgestellt. Der Fragebogen ist in vier Bereiche aufgliedert:

- *Anschreiben*

Gemäß [30] ist eine gute Einleitung ein Garant für die erfolgreiche Bearbeitung eines Fragebogens durch die Befragten. Das Anschreiben informiert die Befragten einerseits über die befragende Institution, die Technische Universität Darmstadt, und leitet andererseits auf das Thema der Befragung

---

über. Das Anschreiben informiert, dass erneuerbare Energien fluktuierend Energie erzeugen und dass ein neuartiger Ansatz die Lastanpassung ist, der das Ziel verfolgt, die Lasten der Befragten an diese Fluktuationen anzupassen. Als Anreiz für den Kunden dienen zeitlich veränderliche Strompreise (z. B. Mehrstufentarife), die motivieren sollen, in Zeiten günstiger Strompreise (z. B. bei hoher Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien) die Last zu erhöhen bzw. in Zeiten höherer Strompreise (bei geringerer Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien) die Last zu reduzieren. Es wird dargestellt, dass ein notwendiger Erfolgsfaktor für die Umsetzung solcher Konzepte die Teilnahmebereitschaft der Kunden ist, die durch eine Befragung im Rahmen dieser Nutzerakzeptanz-Studie ermittelt werden soll.

- *Gründe und Maßnahmen der Energieeinsparung bzw. -effizienz*

In diesem Bereich werden durch halboffene Fragen Informationen über die Einschätzungen der Befragten in Bezug auf aktuelle Themen in der Energieversorgung erhoben. Durch inhaltliche Fragen werden eventuelle Beweggründe sowie derzeitige Unternehmungen für Energieeffizienz der Befragten ermittelt. Eine abschließende geschlossene Frage überprüft das tatsächliche Wissen über die Folgen der eigenen Unternehmungen.

- *Haushaltsgerätebestand, Energienutzung und Preiseinschätzung*

In diesen Bereich wird durch eine Pufferfrage zum Bestand der Haushaltsgeräte und zur Strompreisthematik übergeleitet. Es werden Informationen erhoben, inwieweit sich die Befragten bereits mit dem eigenen Energiebezug bzw. dem Strompreis und Anbieter befasst haben. Es werden Fragen gestellt, wie diese den Preisanstieg für elektrische Energie einschätzen, ob diese bereits einmal den Anbieter wechselten bzw. dies vorhaben und wie diese die Energiepreisentwicklung in der Zukunft einschätzen. Abschließend wird durch eine Pufferfrage zum Thema Lastmanagement bzw. neuen Versorgungskonzepten übergeleitet.

- *Teilnahmebereitschaft und Nutzerakzeptanz für Lastmanagement*

In einer einleitenden Frage wird das Konzept des Lastmanagements erneut vorgestellt: Dieses soll den Kunden motivieren, z. B. tarifgesteuert über ei-

---

ne Energie-Ampel, seine Geräte zu Zeitpunkten günstiger Tarife einzuschalten. In den nachfolgenden Fragen unterschiedlicher Varianten wird die Teilnahmebereitschaft abgefragt. Durch Fragen, wer für die Umsetzung solcher Konzepte verantwortlich sein sollte, wird aufgeschlüsselt, ob die Befragten eher zum passiven oder aktiven Lastmanagement tendieren. Weitere Fragen ermitteln, unter welchen Umständen und Randbedingungen die Befragten bereit wären, lastmanagementfähige Geräte anzuschaffen (Neukauf oder Nachrüstung von Hardware in vorhandenen Geräten).

- *Einschätzung der Konzepte und Einsparungen*

Durch eine halboffene Frage wird die persönliche Wertigkeit der Befragten hinsichtlich verschiedener Aspekte von Lastmanagement (Handhabung und Bedienbarkeit, Kosten, tatsächliche Einsparung, Auswirkungen auf die Umwelt, Sonstiges) anhand einer Bewertungsskala (1 = sehr wichtig bis 5 = gar nicht wichtig) abgefragt. Zudem werden Fragen zu dem für ein Lastmanagement notwendigen Datenaustausch zwischen Energieversorger bzw. Verteilnetzbetreiber und Kunde hinsichtlich Datenschutz und möglichen Übertragungswegen gestellt. Eine abschließende offene Schlussfrage über weitere Ideen des Befragten leitet in den soziodemografischen Fragenteil über.

- *Soziodemografische Daten*

In diesem Abschnitt werden soziodemografische Fragen, insbesondere zur Art des Wohnens (Haus, Wohnung, Eigentümer, Mieter) der Befragten gestellt.

---

### 4.3 Auswertung und Ergebnisse

---

Von 1.000 versendeten Fragebögen wurden 160 beantwortet zurückgesendet. In den befragten 160 Haushalten wohnen insgesamt 376 Personen, davon 41 Kinder<sup>[41]</sup>. Im Folgenden wird genauer auf die Ergebnisse eingegangen.

---

### 4.3.1 Statistische Relevanz

---

Die Auswertung beruht auf dem Stichprobenumfang von 160 Personen, jenen die den Fragebogen beantwortet und ihre persönlichen Daten (Alter, Geschlecht, Schulabschluss, Ausbildung) angegeben haben. Die Rücklaufquote von 16 % stellt für Fragebögen eine gute Quote dar (vgl. [27]) und ermöglicht eine statistisch relevante Auswertung.

---

### 4.3.2 Soziodemografische Ergebnisse

---

Die Befragten sind zu 41 % männlich und zu 59 % weiblich. Die Mehrheit von 85 % ist über 50 Jahre alt und ca. 94 % leben in Wohnungen bzw. Häusern, die ihnen selbst gehören. Knapp 40 % verfügen über einen Universitäts- bzw. Fachhochschulabschluss. 45 % haben eine Berufsausbildung absolviert. Das Nettoeinkommen bewegt sich mehrheitlich ab 2.000 Euro aufwärts und beträgt durchschnittlich 2.334 Euro. Abbildung 4.1 stellt die Ergebnisse grafisch dar.

---

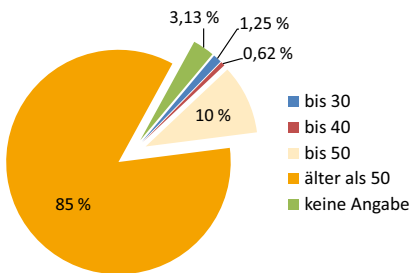
### 4.3.3 Energieeffizienz-Gründe und -Maßnahmen der Befragten

---

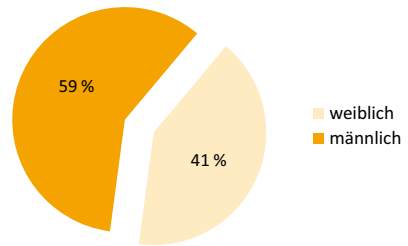
Die Mehrheit von 75 % hält das Thema der erneuerbaren Energien als aktuell und zukünftig relevant für die elektrische Energieversorgung (Abbildung 4.2a). Rund 68 % erachten zudem den Umweltschutz als wichtig. Interessanterweise befinden nur knapp 42 % den Ausstieg aus der Kernkraft<sup>1</sup> für ein aktuelles und zukünftiges Thema. Unter „Sonstiges“ geben die Befragten zudem an, dass Kosten der Energiebeschaffung, neue Kohlekraftwerke, Dezentralisierung der Energieerzeugung und Gewinnmaximierung der Energiekonzerne aktuelle Themen sind<sup>[41]</sup>. Auf die Frage nach persönlichen Gründen für Energieeffizienz bzw. Energiesparmaßnahmen nennen erwartungsgemäß 88 % monetäre Gründe sowie knapp 74 % den Umweltschutz (Abbildung 4.2b). Die Auswertung an dieser Stelle ist gemäß [41] schwierig, da bei den Befragten ein „Verhalten der sozialen Erwünschtheit“ zu erkennen

---

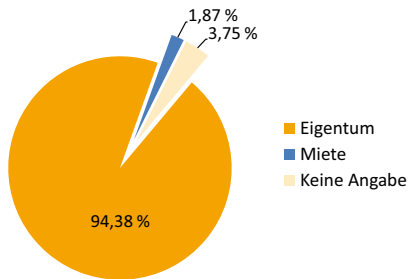
<sup>1</sup> Die Umfrage wurde Ende 2009 durchgeführt, als der Kernkraftausstieg in Deutschland noch nicht endgültig beschlossen war.



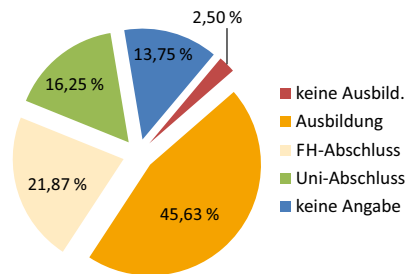
a) Alter



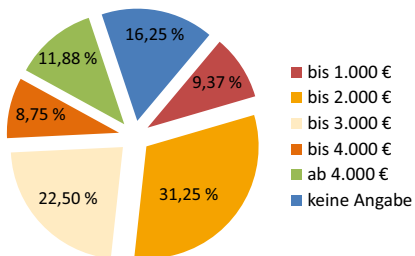
b) Geschlecht



c) Wohnverhältnis



d) Bildung



e) Einkommensverteilung

**Abbildung 4.1:** Soziodemografische Daten der Befragten<sup>[41]</sup>

---

ist. Eigene Energieeffizienzmaßnahmen der Befragten beziehen sich überwiegend auf das komplette Trennen der Geräte von der Steckdose, um Standby-Verbräuche zu vermeiden, oder auf die Benutzung von Energiesparlampen (Abbildung 4.2c). Weitere genannte Maßnahmen sind die Anschaffung von Bewegungsmeldern. Die monetären Einsparungen der genannten Maßnahmen können nur weniger als die Hälfte der Befragten beziffern (Abbildung 4.2d)<sup>[41]</sup>. Abbildung 4.2 stellt die Ergebnisse dar.

---

#### 4.3.4 Haushaltsgerätebestand

---

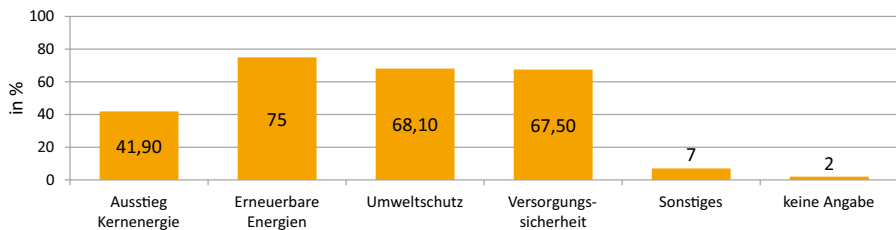
Erwartungsgemäß verfügt jeder befragte Haushalt über mindestens eine Waschmaschine. Zwei Haushalte verfügen über zwei Waschmaschinen. Im statistischen Mittel verfügen die Haushalte zudem über 1,63 Kühlgeräte pro Haushalt. 82 % besitzen eine Spülmaschine und 62 % einen Trockner. Klimaanlage sind selten. Die Mehrheit der Geräte ist jünger als 5 Jahre. Abbildung 4.3 visualisiert den Bestand der Geräte sowie deren Alter. Erkennbar ist, dass 13 % aller Spülmaschinen, 26 % aller Waschmaschinen, 9 % aller Trockner und 20 % aller Kühlgeräte älter als 10 Jahre sind. Dies deckt sich mit Literaturwerten, wonach Waschmaschinen ungefähr alle 12 bis 17 Jahre und Wäschetrockner und Spülmaschinen alle 10 bis 15 Jahre ausgetauscht werden<sup>[2] [41]</sup>. Kühlgeräte können auch länger als diese Zeit in Betrieb sein.

---

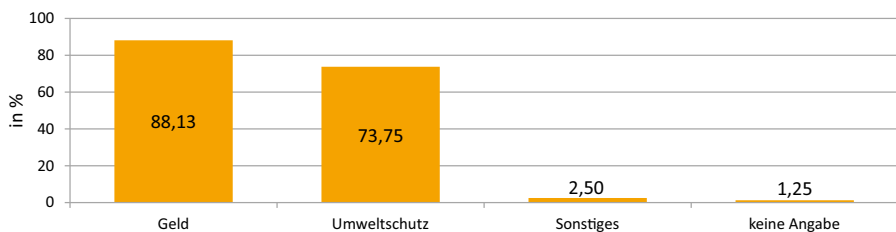
#### 4.3.5 Bereitschaft zum Wechsel des Energieversorgungsunternehmens

---

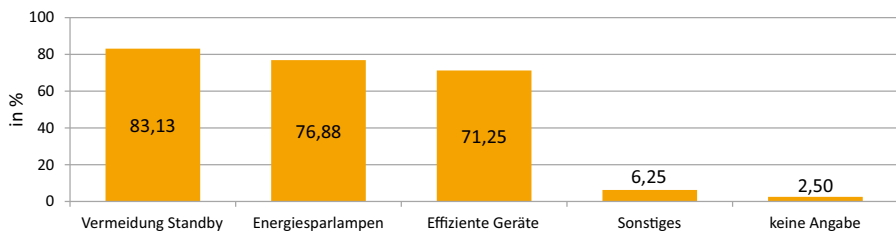
Die Wechselbereitschaft der Befragten zu anderen Energieversorgungsunternehmen ist mit knapp 26 % relativ hoch (Abbildung 4.4a). Die Ermittlung der privaten Energieerzeugungsanlagen ist schwierig. So gaben in Summe knapp 5 % an, ihre Energie durch Blockheizkraftwerke und Brennstoffzellen zu erzeugen (Abbildung 4.4c), was unrealistisch erscheint. Knapp 12 % gaben an, entweder über eine Photovoltaik-Anlage oder eine Wärmepumpe zu verfügen.



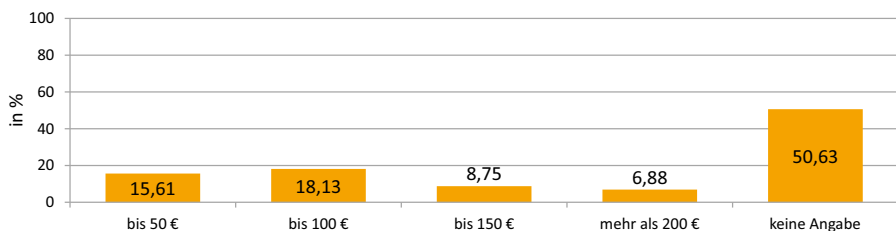
#### a) Wahrgenommene Energiethemen



#### b) Persönliche Energieeffizienz-Gründe



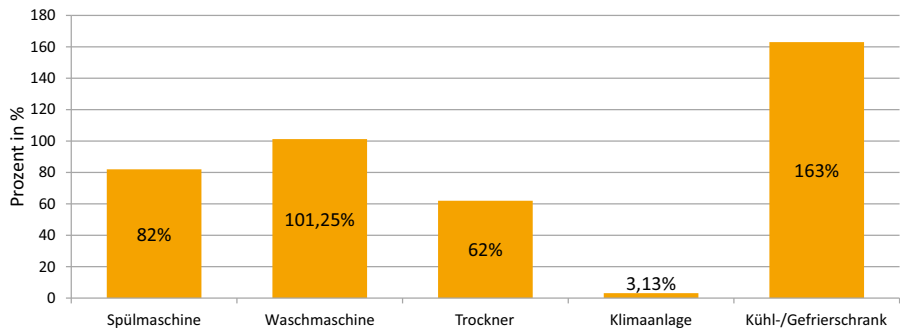
#### c) Eigene Energiesparmaßnahmen



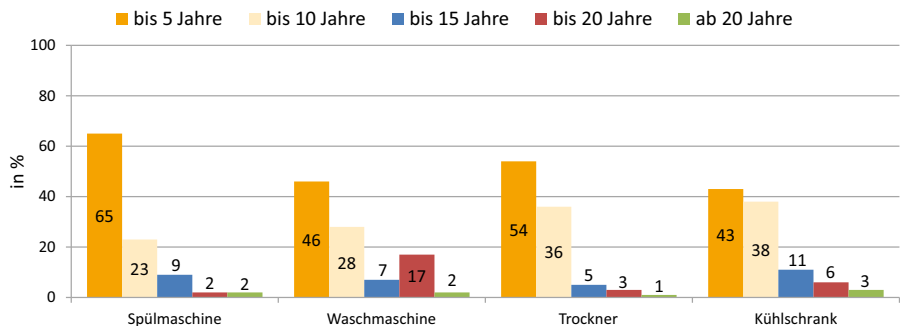
#### d) Angaben zur erzielten Ersparnis

**Abbildung 4.2:** Wahrgenommene Energiethemen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz<sup>[41]</sup>





#### a) Bestand Haushaltsgeräte



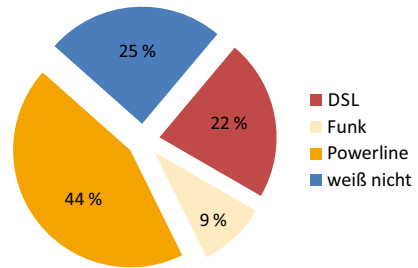
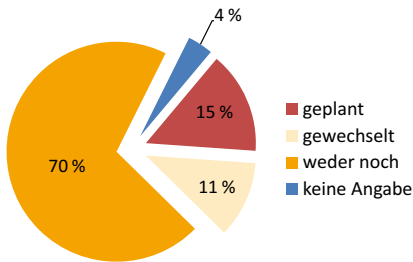
#### b) Alter Haushaltsgeräte

**Abbildung 4.3:** Bestand und Alter der Haushaltsgeräte der Befragten<sup>[41]</sup>

### 4.3.6 Datenübertragungsweg für zeitvariable Tarife

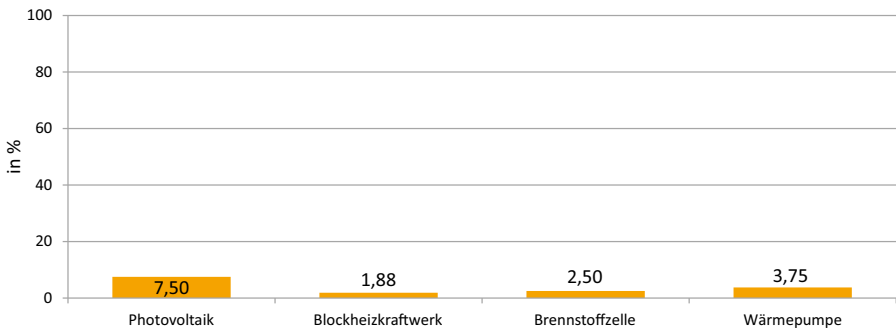
Grundlegend fraglich ist, wie zeitvariable Stromtarife an die Kunden übermittelt werden. Knapp 44 % der Befragten (Abbildung 4.4b) bevorzugen die Übertragung mittels Stromkabel (Powerline<sup>2</sup>). Knapp 25 % haben dazu keine Meinung und 22 % betrachten DSL bzw. das Internet als geeignete Möglichkeit. Ungefähr 46 % erachten die Datensicherheit bei der Tarifübertragung als bedenklich (Abbildung 4.4d).

<sup>2</sup> Powerline bezeichnet den Übertragungsweg einer Datenkommunikation durch auf Stromkabel aufmodulierte Signale.

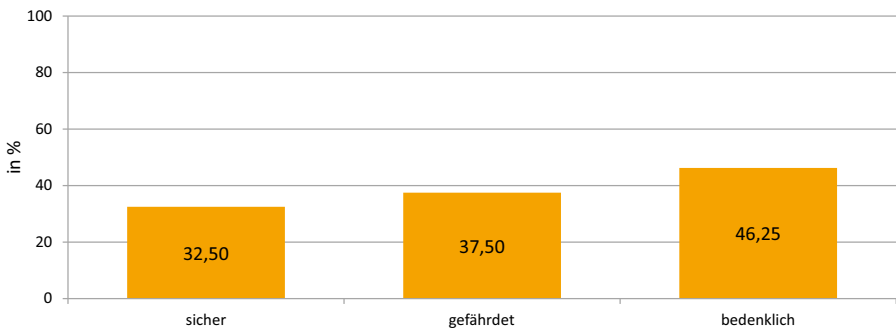


a) Anbieter-Wechselbereitschaft

b) Bevorzugter Übertragungsweg für den Tarif



c) Nutzung von Energieerzeugungsanlagen



d) Einschätzung der Datensicherheit für die Übertragung des Tarifs

**Abbildung 4.4:** Nutzung von Energieerzeugungsanlagen, Wechselbereitschaft und Datenübertragung bzw. -sicherheit<sup>[41]</sup>

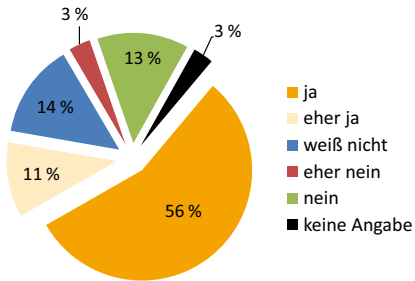
---

### 4.3.7 Lastmanagement-Teilnahmebereitschaft und -Nutzerakzeptanz

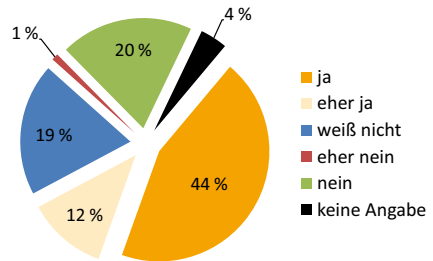
---

Der Hauptfokus der Umfrage liegt auf der Ermittlung der Teilnahmebereitschaft sowie der Nutzerakzeptanz der Befragten für das Konzept des Lastmanagements. Insbesondere sollten die Befragten das Konzept der Lastanpassung an einen zeitvariablen Stromtarif in Privathaushalten bewerten. Nur 25 % der Befragten kannten dieses Konzept im Vorfeld der Umfrage (Abbildung 4.5e). Es zeigte sich, dass die Personen die das Konzept kannten, berufsbedingt entsprechend versiert sind<sup>[41]</sup>. Eine generelle Bereitschaft zur Teilnahme am Konzept besteht bei 56 % (Abbildung 4.5a). Bei notwendig werdendem erhöhten Geräteaufwand bzw. neuer Technik sinkt die Bereitschaft auf 44 % (Abbildung 4.5b) und die Befragten tendieren eher zu „weiß nicht“ bzw. „nein“<sup>[41]</sup>. Die Mehrheit der Befragten von 63 % sieht die Verantwortlichkeit für die Umsetzung des Konzeptes beim Energieversorgungsunternehmen (Abbildung 4.5d). Damit das Konzept möglichst wirtschaftlich wird, ist grundsätzlich eine große Teilnehmerzahl von Vorteil. Eine verpflichtende Teilnahme dafür können sich nur 28 % vorstellen (Abbildung 4.5c). 83 % können sich tatsächlich vorstellen, Geräte zu einem anderen Zeitpunkt einzuschalten, z. B. dann, wenn die Tarifstufe günstiger wäre (Abbildung 4.5f). Abbildung 4.5 stellt die Ergebnisse dar.

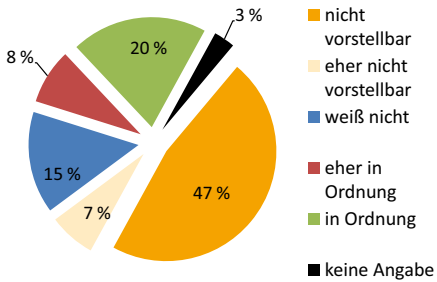
44 % der Befragten wären bereit, ein neues Gerät für Lastmanagement anzuschaffen (Abbildung 4.7b). Genausoviele wären bereit, Geräte nachzurüsten. 78 % erachten eine Waschmaschine und 70 % eine Spülmaschine als am besten geeignetes Gerät für eine Lastverschiebung (Abbildung 4.6d). Vergleicht man dies wie in [41] mit dem tatsächlichen Bestand an Haushaltsgeräten der befragten Haushalte, dann zeigt sich, dass 88 % der Haushalte, die eine Spülmaschine besitzen, diese für geeignet halten. 85 % der Besitzer von Trocknern und 81 % der Besitzer von Waschmaschinen halten die jeweiligen Geräte für geeignet. Unter „Sonstiges“ werden Heizungen, Gefriertruhen und Elektrofahrzeuge genannt<sup>[41]</sup>, woraus zu schließen ist, dass ein Teil dieser 7 %, die dort Angaben gemacht haben, sich auch mit dem Thema Lastverschiebung bereits beschäftigt haben. 91 % der Befragten möchten jeweils aktuell selbst bestimmen können, ob sie ihre Geräte zur Lastanpassung verwenden oder nicht (Abbildung 4.7a). Bei dem Konzept der Lastanpassung an einen zeitvariablen Tarif ist für 53 % die Kommunikation der Tarifstufen



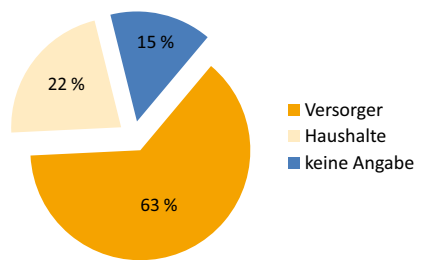
a) Generelle Teilnahmebereitschaft



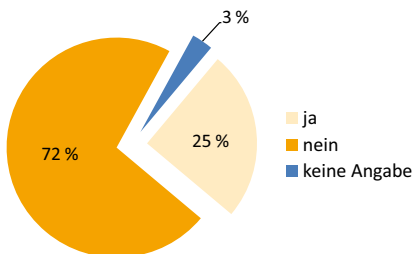
b) Teilnahmebereitschaft trotz Mehraufwand



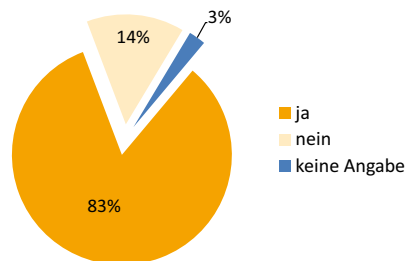
c) Verpflichtende Teilnahme



d) Verantwortlichkeit für die Umsetzung



e) Kenntnis des Konzepts Lastmanagement



f) Teilnahmebereitschaft tatsächlich Lasten zu verschieben

**Abbildung 4.5: Teilnahmebereitschaft für Lastmanagement<sup>[41]</sup>**

---

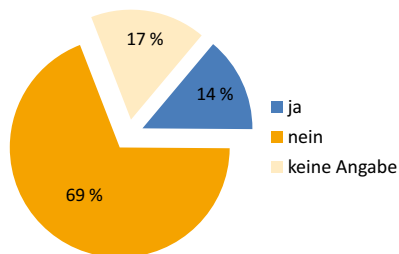
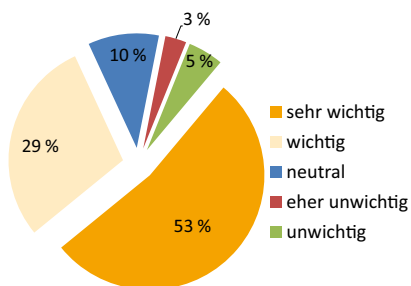
des Stromtarifs wichtig (Abbildung 4.6a). Die Mehrheit von ungefähr 54 % der Befragten bevorzugt eine Darstellung auf einem Display in der Wohnung oder im Haus anstelle einer Darstellung in einem Internetportal (Abbildung 4.6c). Eine zusätzliche Steuerung der am Lastmanagement teilnehmenden Geräte durch Externe lehnt die Mehrheit von 69 % ab (Abbildung 4.6b). 27 % der Befragten sehen die Haushalte als Profiteure von Lastmanagement (Abbildung 4.7c). Nur knapp 4 % der Befragten würden sich mit einer Einsparung von bis zu 50 Euro pro Jahr zufriedengeben (Abbildung 4.7d). Die Mehrheit wünscht sich Einsparungen bis zu 150 Euro (Abbildung 4.7e). Vergleicht man das mit der abgefragten grundlegenden Einstellung zum Konzept des Lastmanagements, so zeigt sich, dass knapp 74 % der Befragten, die Lastmanagement ablehnen, bei einer Einsparung von mehr als 150 € im Jahr bereit wären, teilzunehmen. Die Ergebnisse sind in den Abbildungen 4.6 und 4.7 dargestellt.

---

#### 4.4 Zusammenfassung und Fazit

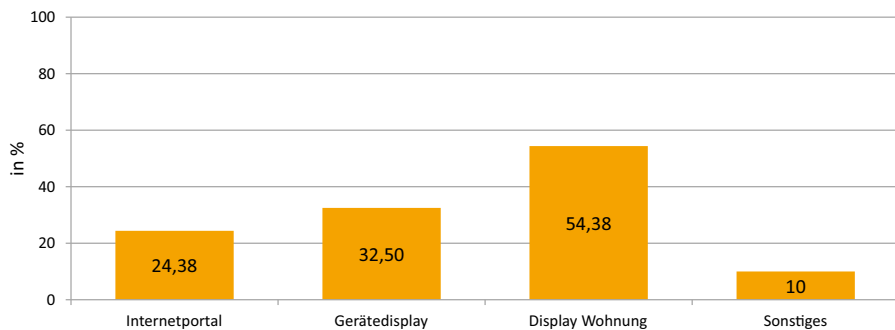
---

In diesem Kapitel wurden die Ergebnisse der erstellten Nutzerakzeptanz-Studie vorgestellt. Knapp die Hälfte der Teilnehmer der Umfrage kann keine monetäre Einsparung der eigenen Energiesparmaßnahmen beziffern. Dennoch ist die generelle Teilnahmbereitschaft für das Konzept des Lastmanagements mit 56 % sehr hoch. Sogar knapp 83 % könnten sich eine Änderung ihres Verbrauchsverhaltens vorstellen. Allerdings zeigt sich, dass die gewünschten monetären Einsparungen durch zeitvariable Tarife ebenfalls hoch sind. So sind nur 3 % der Befragten, die sich eine generelle Teilnahme am Lastmanagement vorstellen können, mit einer Ersparnis von 50 Euro im Jahr zufrieden (Abbildung 4.7e). Die Mehrheit der Befragten wünscht eine Visualisierung auf einem Display im Gebäude, hingegen aber keinen Mehraufwand an Technik für die Implementierung des Lastmanagements. Es kann resümiert werden, dass durchaus eine gewisse Offenheit für das Konzept des Lastmanagements besteht. Allerdings darf die Preisspreizung der Tarifstufen nicht zu klein sein, da sonst die Nutzerakzeptanz sinkt. Hinsichtlich der Entwicklung von Anwendungsfällen für Lastmanagement (siehe Kapitel 6) zeigt die Umfrage, dass die Lastanpassung mit Haushaltsgeräten sowie eine Visualisierung des Tarifs Bestandteile von Anwendungsfällen sein müssen.

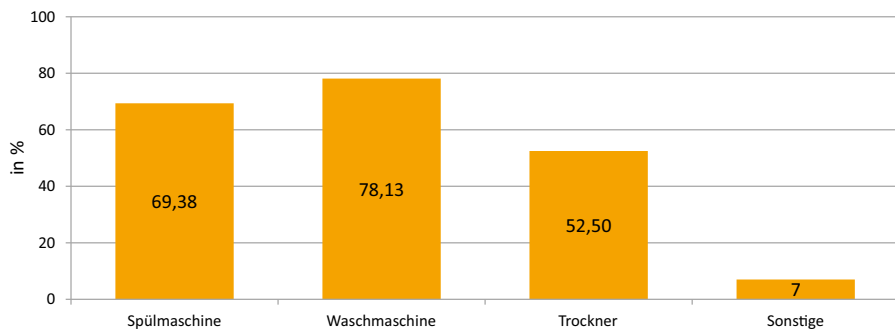


a) Wichtigkeit der Kommunikation des Tarifs

b) Steuerung durch Externe

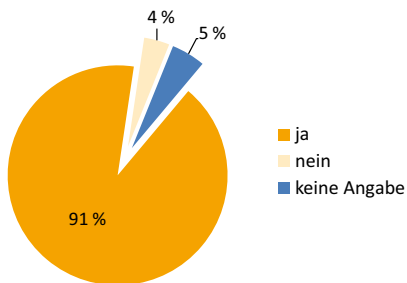


c) Gewünschte Art der Tarifvisualisierung

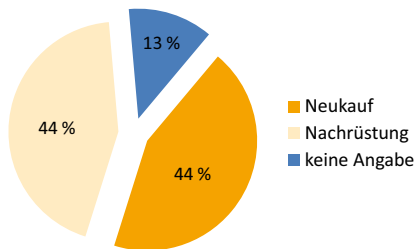


d) Eignung der Geräte zur Teilnahme

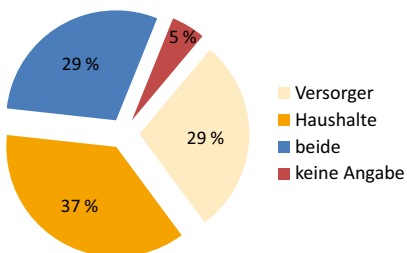
**Abbildung 4.6:** Tarifvisualisierung und Eignung von Geräten für Lastmanagement<sup>[41]</sup>



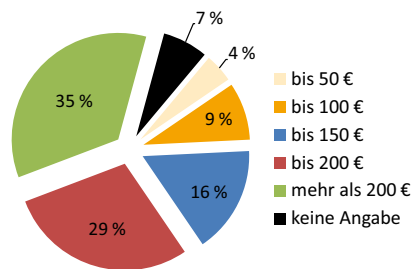
a) Selbstbestimmung der Gerätenutzung



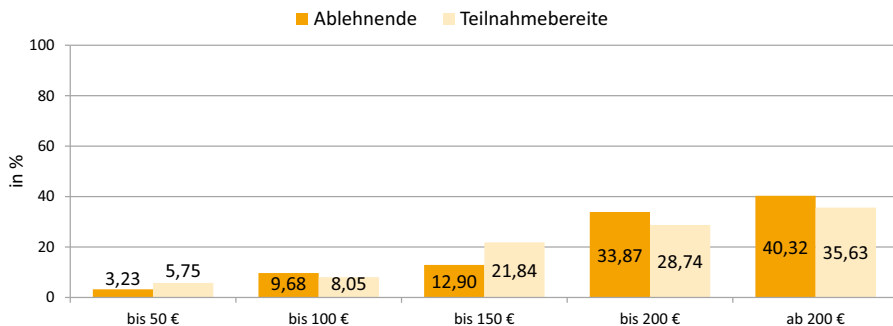
b) Neukauf von Geräten oder Nachrüstung



c) Profiteure von Lastmanagement



d) Gewünschte Mindestersparnis



e) Gewünschte Mindestersparnis aufgeteilt nach Gruppen

**Abbildung 4.7:** Bestimmung der Gerätenutzung und gewünschte Mindestersparnis der Befragten<sup>[41]</sup>





---

# 5 Entwicklung eines Lastmanagement-Modells

In diesem Kapitel werden die verwendeten Lösungsverfahren zur Berechnung von Lastanpassungen und die zugehörigen entwickelten Modelle vorgestellt. Die zugehörigen praktischen Anwendungen werden in Kapitel 8 vorgestellt.

---

## 5.1 Das Backtracking-Verfahren

---

Lasten die an eine bekannte Sollkurve (z.B. vorhersagebasierte Kurven) angepasst werden sollen, können als mathematisches Optimierungsproblem beschrieben werden. Das Rucksack-Problem (engl.: knapsack problem) beschreibt ein ähnliches diskretes Optimierungsproblem wie das der Lastanpassung und kann daher verwendet werden: Aus einer Auswahl aus  $n$  Gegenständen (jedem Gegenstand  $i$  ist ein Gewicht  $g_i$  und eine Wertigkeit  $w_i$  zugeordnet) soll ein Rucksack so gepackt werden, dass seine Gesamtwertigkeit  $W$  maximiert wird, ohne dass dabei eine Gewichtsobergrenze  $G$  überschritten wird<sup>[24] [50]</sup>. Das Optimierungsziel kann wie folgt formuliert werden:

$$\max \sum_{i=1}^n x_i w_i \quad (5.1)$$

Es gilt  $x_i \in \{0, 1\}$  und

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{falls Gegenstand } i \text{ im Rucksack} \\ 0 & \text{falls Gegenstand } i \text{ nicht im Rucksack} \end{cases} \quad (5.2)$$

---

Die Nebenbedingung kann wie folgt beschrieben werden:

$$\sum_{i=1}^n x_i g_i \leq G \quad (5.3)$$

Bei der Lastanpassung ist das Äquivalent zur Gewichtsobergrenze eine Leistung, die nicht überschritten werden darf. Die Wertigkeit entspricht einer Priorität einer anzupassenden Last. Das Gewicht entspricht der Last selbst. Das Rucksack-Problem kann durch Anwendung bekannter mathematische Lösungsverfahren (z. B. Brute-Force-Verfahren, Nemmhauser-Ullmann-Verfahren, Backtracking-Verfahren, Greedy-Verfahren) gelöst werden. Die entsprechenden Algorithmen sind in Auflistungen C.1 bis C.4 aufgeführt. In dieser Arbeit wird das Backtracking-Verfahren verwendet. Der Nachteil der Lösungsverfahren für das Rucksack-Problem besteht darin, dass variable Lastprofile anstelle konstanter Lastprofile nur mit großem Aufwand berücksichtigt werden können. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieser Dissertation mit Unterstützung von [45] eine weitere Möglichkeit zur vorhersagebasierten Lastanpassung entwickelt: Diese wird im Folgenden als Harmonisierungs-Verfahren<sup>1</sup> bezeichnet.

---

## 5.2 Das Harmonisierungs-Verfahren

---

Mit dem Harmonisierungs-Verfahren können  $n$  Lasten an eine beliebige Sollkurve<sup>2</sup> angepasst werden. Jede Last  $Li$  (mit  $i = [1, n]$  und  $i \in \mathbb{N}$ ) und die Sollkurve müssen

---

<sup>1</sup> Das Harmonisierungs-Verfahren beschreibt die Lastanpassung auf Basis eines Algorithmus, der die Lastkurve unter der Sollkurve entlangschleift und das Minimum der Standardabweichung aller Kombinationen als Indikator für den besten Startzeitpunkt ermittelt.

<sup>2</sup> Eine Sollkurve bzw. ein Sollwert oder eine Sollgröße (engl.: setpoint) beschreibt in der Regelungstechnik eine Führungsgröße, an welche eine Regelgröße durch einen Regler angepasst wird. In dieser Arbeit werden Sollgrößen bzw. Sollkurven mit dem Index SP (setpoint) gekennzeichnet.

jeweils mathematisch durch ein Lastprofil sowie eine Gültigkeitsdauer (bei einer Last entspricht die Gültigkeitsdauer der Laufzeit der Last) beschrieben werden:

$$P_{SP} = \begin{cases} P_{SP}(t) & t_{SP,A} \leq t \leq t_{SP,\Omega} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.4)$$

$$P_{Li} = \begin{cases} P_{Li}(t) & t_{Li,A} \leq t \leq t_{Li,\Omega} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.5)$$

Die Gültigkeitsdauer der Sollkurve bzw. die Laufzeiten der Lasten ergeben sich in Abhängigkeit der Start- und Endzeitpunkte<sup>3</sup> wie folgt:

$$\Delta t_{SP,A\Omega} = t_{SP,\Omega} - t_{SP,A} \quad (5.6)$$

$$\Delta t_{Li,A\Omega} = t_{Li,\Omega} - t_{Li,A} \quad (5.7)$$

Damit eine Lastanpassung möglich wird, muss die Sollkurve so gewählt werden, dass die Gültigkeitsdauer  $\Delta t_{SP,A\Omega}$  von dieser größer ist als die Laufzeiten der anzupassenden Lasten:

$$\Delta t_{SP,A\Omega} \geq \Delta t_{Li,A\Omega} \quad (5.8)$$

Ziel des Harmonisierungs-Verfahrens ist, die optimalen Startzeiten  $t_{Li,A}$  der anzupassenden Lastprofile zu ermitteln. Hierfür müssen diese sowie die Sollkurve diskretisiert werden. Mit der Abtastzeit  $\tau_0$  und der Laufvariable  $k = [1, \infty]$  für natürliche ganze Zahlen  $k \in \mathbb{N}$  ergeben sich folgende diskrete Lastprofile:

$$P_{SP}(k) = \begin{cases} P_{SP}([k-1]\tau_0) & (k-1)\tau_0 \leq \Delta t_{SP,A\Omega} \\ 0 & (k-1)\tau_0 > \Delta t_{SP,A\Omega} \end{cases} \quad (5.9)$$

$$P_{Li}(k) = \begin{cases} P_{Li}([k-1]\tau_0) & (k-1)\tau_0 \leq \Delta t_{Li,A\Omega} \\ 0 & (k-1)\tau_0 > \Delta t_{Li,A\Omega} \end{cases} \quad (5.10)$$

<sup>3</sup> Startzeitpunkte werden durch den Index A (Alpha) und Endzeitpunkte durch den Index  $\Omega$  (Omega) gekennzeichnet.

Die Darstellung der Werte erfolgt als  $1 \times K_{SP}$  bzw.  $1 \times K_{Li}$  Matrix:

$$\mathbf{P}_{SP} = \begin{bmatrix} P_{SP}(k=1) & P_{SP}(k=2) & \dots & P_{SP}(k=K_{SP}) \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\mathbf{P}_{Li} = \begin{bmatrix} P_{Li}(k=1) & P_{Li}(k=2) & \dots & P_{Li}(k=K_{Li}) \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Aus den Gleichungen 5.9 und 5.10 folgt, dass die Länge der Matrizen  $\mathbf{P}_{SP}$  und  $\mathbf{P}_{Li}$  von der Abtastzeit  $T_0$  bzw. der Gültigkeitsdauer  $\Delta t_{SP,\Omega}$  der Sollkurve bzw. den Laufzeiten der Lasten  $\Delta t_{Li,\Omega}$  abhängt:

$$K_{SP} = \left\lceil \frac{\Delta t_{SP,\Omega}}{\tau_0} \right\rceil + 1 \quad (5.13)$$

$$K_{Li} = \left\lceil \frac{\Delta t_{Li,\Omega}}{\tau_0} \right\rceil + 1 \quad (5.14)$$

Um die optimalen Startzeiten  $t_{Li,A}$  der Lasten  $Li$  zu bestimmen, wird zunächst das erste diskretisierte Lastprofil  $\mathbf{P}_{L1}$  (Lastprofil-Matrix) unter der diskretisierten Sollkurve  $\mathbf{P}_{SP}$  (Sollwert-Matrix) entlanggeschoben. Für jede mögliche Position wird die empirische Standardabweichung<sup>4</sup> der Differenz beider Matrizen berechnet. Jede Position stellt eine mögliche Einschalt- bzw. Startposition für das Lastprofil dar. An der Position, an der die Standardabweichung minimal wird, stimmen Last und Sollkurve am besten überein. Ist die optimale Kombination für eine Last gefunden, so stellt die Differenz der Sollwert-Matrix  $\mathbf{P}_{SP}$  und der Lastprofil-Matrix  $\mathbf{P}_{Li}$  die neue Sollwert-Matrix für die nächste anzupassende Last dar. Der Vorgang wird erneut ausgeführt und so lange fortgesetzt, bis die optimalen Positionen für alle Lasten gefunden sind. Die Reihenfolge, in der die Lasten abgearbeitet werden, ist relevant. Die Lasten sind so zu sortieren, dass ein zunehmender Index  $i$  eine abnehmende Anpassungspriorität bedeutet. Der Algorithmus kann dann die Lasten bei  $i = 1$  beginnend bis  $i = n$  abarbeiten und passt so die Lasten mit den größten Anpassungsprioritäten zuerst an. Im Folgen-

<sup>4</sup> Die empirische Standardabweichung ist ein Maß für die Streuung von Werten um ihren Erwartungs- bzw. Mittelwert. In dieser Arbeit wird die empirische Standardabweichung als Indikator für die Bewertung von Fluktuationen bzw. für das Harmonisierungs-Verfahren verwendet.

den wird der Prozess mathematisch für die erste anzupassende Last L1 beschrieben:

Für die Last L1 ergeben sich  $M$  Verschiebungspositionen bzw. Einschaltkombinationen für die Verschiebung unter der Sollwert-Matrix:

$$M = K_{SP} - K_{L1} + 1 \quad (5.15)$$

Der Algorithmus berechnet für jede Position  $m$  der  $M$  möglichen Positionen (mit  $m = [1, M]$  und  $m \in \mathbb{N}$ ) der Last L1 die Differenz zwischen den Werten der Sollwert-Matrix  $\mathbf{P}_{SP}$  und den Werten der Lastprofil-Matrix  $\mathbf{P}_{L1}$ :

$$P_d(m, k) = \begin{cases} \mathbf{P}_{SP}(k) & 1 \leq k < m \\ \mathbf{P}_{SP}(k) - \mathbf{P}_{L1}(k - m + 1) & m \leq k < m + K_{L1} \\ \mathbf{P}_{SP}(k) & m + K_{L1} \leq k \leq K_{SP} \end{cases} \quad (5.16)$$

Das Ergebnis kann als  $M \times K_{SP}$  Matrix dargestellt werden:

$$\mathbf{P}_d = \begin{bmatrix} P_d(m=1, k=1) & P_d(m=1, k=2) & \dots & P_d(m=1, k=K_{SP}) \\ P_d(m=2, k=1) & P_d(m=2, k=2) & \dots & P_d(m=2, k=K_{SP}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_d(m=M, k=1) & P_d(m=M, k=2) & \dots & P_d(m=M, k=K_{SP}) \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

Hierbei stellt jede Zeile das Ergebnis der Differenz der Sollwert-Matrix  $\mathbf{P}_{SP}$  und der Lastprofil-Matrix  $\mathbf{P}_{L1}$  für eine mögliche Verschiebungsposition  $m$  dar. Der Mit-

telwert  $\bar{P}_d(m)$  und die empirische Standardabweichung  $\sigma_d(m)$  berechnet sich für jede Zeile in der Matrix  $\mathbf{P}_d$  wie folgt:

$$\bar{P}_d(m) = \frac{1}{K_{SP}} \sum_{k=1}^{K_{SP}} \mathbf{P}_d(m, k) \quad (5.18)$$

$$\sigma_d(m) = \sqrt{\frac{1}{K_{SP}-1} \sum_{k=1}^{K_{SP}} [\mathbf{P}_d(m, k) - \bar{P}_d(m)]^2} \quad (5.19)$$

Die berechneten Standardabweichungen können als  $1 \times M_{i=1}$  Matrix dargestellt werden:

$$\sigma_d = \begin{bmatrix} \sigma_{dif}(m=1) & \sigma_d(m=2) & \dots & \sigma_d(m=M) \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

Aus der Matrix  $\sigma_d$  kann die Position  $\sigma_{min}$  bestimmt werden, an der die empirischen Standardabweichung minimal wird. Aus  $m_{\sigma_{min}}$  kann die Startzeit für die Last L1 berechnet werden:

$$t_{L1,A} = t_{SP,A} + (m_{\sigma_{min}} - 1) \cdot \tau_0 \quad (5.21)$$

Die neue Sollwert-Matrix für die nächste anzupassende Last L2 ergibt sich durch Einsetzen von  $m_{\sigma_{min}}$  in Gleichung 5.16. Der gesamte Vorgang wird so lange wiederholt, bis alle  $n$  Lasten angepasst sind.

Abbildung 5.1 stellt ein Beispiel für das Harmonisierungs-Verfahren mit zwei Lasten dar. Für die diskretisierte Sollkurve sowie die diskretisierten Lastprofile ergeben sich folgende Matrizen:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{SP} & \text{ mit } \text{rang}(\mathbf{P}_{SP}) = K_{SP} = 18 \\ \mathbf{P}_{L1} & \text{ mit } \text{rang}(\mathbf{P}_{L1}) = K_{L1} = 5 \\ \mathbf{P}_{L2} & \text{ mit } \text{rang}(\mathbf{P}_{L2}) = K_{L2} = 5 \end{aligned} \quad (5.22)$$

Für die Last L1 sei eine höhere Lastanpassungspriorität angenommen als für die Last L2. Entsprechend wird  $\mathbf{P}_{L1}$  zuerst angepasst. Abbildung 5.1b zeigt das ver-

schobene Lastprofil der Last L1 an der Verschiebeposition  $m_{L1} = 9$ , an der die Standardabweichung der Differenz der Sollwert-Matrix  $\mathbf{P}_{SP}$  und der Lastprofil-Matrix  $\mathbf{P}_{L1}$  minimal wird. Der Startzeitpunkt  $t_{L1,A}$  der Last L1 berechnet sich konform zu Gleichung 5.21 wie folgt:

$$t_{L1,A} = t_{SP,A} + (9 - 1)\tau_0 \quad (5.23)$$

Abbildung 5.1c zeigt die durch Differenzbildung neu berechnete Sollkurve sowie das verschobene Lastprofil der Last L2 an der Verschiebeposition  $m_{L2} = 6$ , für welche die Standardabweichung der Differenz der neuen Sollwert-Matrix  $\mathbf{P}_{SP,neu}$  und der Lastprofil-Matrix  $\mathbf{P}_{L2}$  minimal wird. Der Startzeitpunkt  $t_{L2,A}$  der Last L2 berechnet sich konform zu Gleichung 5.21 wie folgt:

$$t_{L2,A} = t_{SP,A} + (6 - 1)\tau_0 \quad (5.24)$$

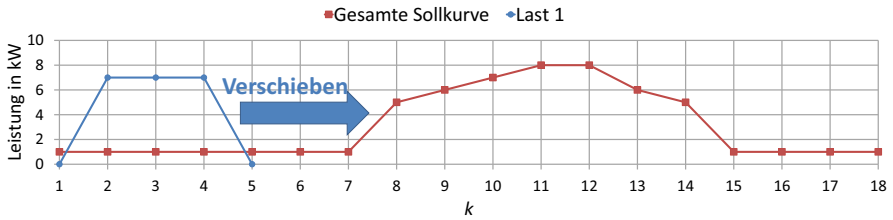
Abbildung 5.1d stellt die ursprüngliche Sollkurve im Vergleich zur Gesamtlast der beiden Lasten L1 und L2 dar. Es ist erkennbar, dass die Lastanpassung erfolgreich war.

---

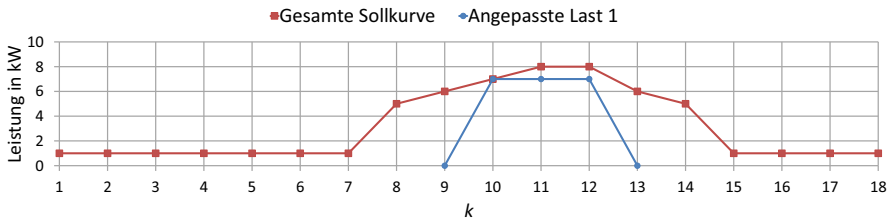
### 5.3 Einfluss von zeitvariablen Lastprofilen

---

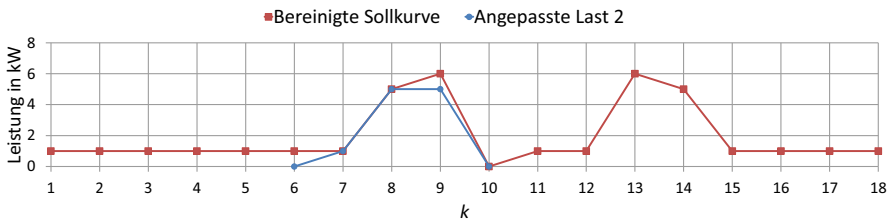
Um Lastprofile an eine Sollkurve anzupassen, müssen die realen Lastprofile bekannt sein. Es reicht nicht aus, eine Last durch eine konstante Last in Höhe der maximalen Lastspitze des Lastprofils zu modellieren. Zudem können Geräte verschiedene Effizienzklassen und damit auch verschiedene Lastprofile aufweisen. Beispiele hierfür sind Haushaltsgeräte. Für die Modellbildung werden aus diesem Grund reale Lastprofile von Haushaltsgeräten und anderen Geräten verwendet, die vorher vermessen wurden. Abbildung A.1 zeigt eine Auswahl der vermessenen Geräte. Anhand der Lastprofile wird deutlich, dass manche Geräte besser zur Lastanpassung geeignet sind als andere. Eine effiziente Waschmaschine benötigt nur anfangs eine große Leistung zum Aufwärmen des Wassers. Für die Lastverschiebung sind bei dieser in der Folge nur die ersten zehn Minuten der Betriebszeit interessant. Ein



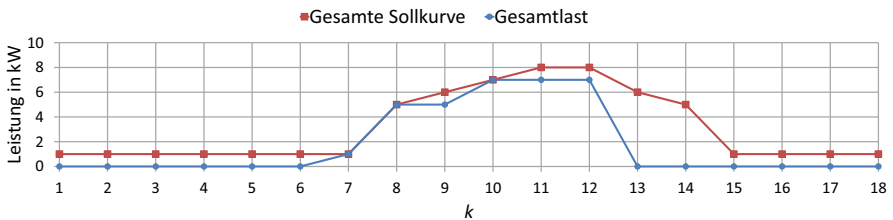
a) Verschiebung der ersten Lastkurve entlang der Sollkurve



b) Vershobene erste Lastkurve, Position  $k = m = 9$



c) Neu berechnete Sollkurve und verschobene zweite Lastkurve, Position  $k = m = 6$



d) Ursprüngliche Sollkurve und Gesamtlast nach der Lastanpassung

**Abbildung 5.1:** Beispiel für das Harmonisierungs-Verfahren mit zwei Lasten



---

Trockner hingegen ist für eine Lastverschiebung bzw. -anpassung gut geeignet, da die Last weitestgehend konstant verläuft. Da die Lastprofile mit der Abtastzeit  $\tau_0$  abgetastet und in diskrete Funktionen umgewandelt werden, stellen zeitvariable Lastprofile beim Harmonisierungs-Verfahren keine Schwierigkeit für die Optimierung dar. Je kleiner die Abtastzeit  $\tau_0$  gewählt wird, desto genauer werden die Lastprofile berücksichtigt. Allerdings steigt die Rechenzeit ebenfalls an, da die Anzahl der möglichen Einschaltkombination  $M$  zunimmt. Für das Backtracking-Verfahren stellen zeitvariable Lastprofile eine gewisse Schwierigkeit dar. Um dennoch gute Ergebnisse zu erzielen, wurden mit Unterstützung von [50] Kenngrößen entwickelt, die sich an den abschnittswisen Mittelwerten der Lastprofile orientieren. Aus den Mittelwerten kann jeweils der größte, kleinste oder mittlere Mittelwert als Entscheidungsgrundlage für eine optimale zeitliche Anpassung des entsprechenden Lastprofils ausgewählt werden<sup>[50]</sup>. Insbesondere in Bezug auf die Rechenzeit bietet die abschnittsweise Mittelwertbildung einen entscheidenden Vorteil. Zudem werden die Lastprofile geglättet, wodurch durch Lastspitzen bedingte ungewollte Anpassungen verhindert werden.

---

## 5.4 Lastmanagement-Randbedingungen

---

Die theoretischen Lastmanagement-Modelle sollen die in Abbildung 3.1 vorgestellten unterschiedlichen Arten von Lastmanagement abbilden. Ein passives Lastmanagement benötigt keinen Eingriff durch einen Algorithmus, da die Nutzer manuell ihre Lasten an z. B. einen zeitvariablen Tarif anpassen können, den sie per E-Mail, Visualisierung oder durch ein anderes Medium übermittelt bekommen. Ein aktives Lastmanagement ohne Nutzerbeteiligung erfordert einen Algorithmus auf der Seite des Energieversorgungsnetzes und nicht auf der Nutzerseite. Das aktive Lastmanagement mit Nutzerbeteiligung unterliegt Einschränkungen, da von Nutzerseite für jedes Lastprofil eine durch den Nutzer definierbare Zeitperiode<sup>5</sup> (Time Period) bzw. Zeitfenster (innerhalb dessen eine Last betrieben werden muss) als Randbe-

---

<sup>5</sup> Unter einer Zeitperiode wird der Zeitbereich einer bestimmten Länge verstanden. In dieser Arbeit wird die Zeitperiode allgemein mit dem Index TP (Time Period) gekennzeichnet. Die Zeitperiode, als Randbedingung für die Lastanpassung einer Last  $Li$ , wird mit dem Index TPLi (Time Period Load  $i$ ) gekennzeichnet.

dingung für die Lastanpassung berücksichtigt werden muss. Gleiches gilt für das passive Lastmanagement mit aktiver Steuerung.

Bei der Modellbildung muss daher als Randbedingung für jedes Lastprofil eine durch den Nutzer definierbare Zeitperiode berücksichtigt werden. Die Zeitperiode kann für jede Last  $L_i$  wie folgt definiert werden:

$$[t_{\text{TPLi,A}}, t_{\text{TPLi},\Omega}] = \{t \in \mathbb{R} \mid t_{\text{TPLi,A}} \leq t \leq t_{\text{TPLi},\Omega}\} \quad (5.25)$$

Die Dauer der Zeitperiode bestimmt sich wie folgt:

$$\Delta t_{\text{TPLi,A}\Omega} = t_{\text{TPLi},\Omega} - t_{\text{TPLi,A}} \quad (5.26)$$

Damit die Last  $L_i$  innerhalb der Zeitperiode betrieben werden kann, muss die Laufzeit  $\Delta t_{L_i,A\Omega}$  der jeweiligen Last  $L_i$  kleiner sein als die Dauer  $\Delta t_{\text{TPLi,A}\Omega}$  der zugehörigen Zeitperiode:

$$\Delta t_{L_i,A\Omega} \leq \Delta t_{\text{TPLi,A}\Omega} \quad (5.27)$$

Zusätzlich muss gelten:

$$t_{\text{TPLi,A}} \leq t_{L_i,A} \leq t_{\text{TPLi},\Omega} \quad (5.28)$$

$$t_{\text{TPLi},iA} \leq t_{L_i,\Omega} \leq t_{\text{TPLi},i\Omega} \quad (5.29)$$

Diese Randbedingungen können beim Harmonisierungs-Verfahren einfach berücksichtigt werden, indem der Algorithmus nicht alle  $M$  möglichen Verschiebungspositionen, sondern nur jene berücksichtigt, die für jede Last  $L_i$  in der zugehörigen Zeitperiode möglich sind. Hierfür muss die Sollkurve  $P_{\text{SP}}$  auf die Zeitperiode  $[t_{\text{TPLi,A}}, t_{\text{TPLi},\Omega}]$  der betrachteten Last  $i$  beschränkt werden. Dies kann durch Änderung des Gültigkeitsbereichs von Gleichung 5.9 realisiert werden:

$$t_{\text{SP,A}} := t_{\text{TPLi,A}} \quad (5.30)$$

$$t_{\text{SP},\Omega} := t_{\text{TPLi},\Omega} \quad (5.31)$$

---

## 5.5 Lastmanagement-Modell

---

Im Rahmen dieser Dissertation wurde mit Unterstützung von [50] und [44] ein Lastmanagement-Modell auf Basis des Backtracking- und Harmonisierungs-Verfahrens und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.4 genannten Randbedingungen entwickelt. Folgende Teilmodelle enthält das Lastmanagement-Modell:

- *Lastsimulations-Modell*

Mit dem Lastsimulations-Modell können Lastverläufe von Haushalten bzw. Gebäuden auf Basis vermessener einzelner Lastprofile von Lasten erstellt werden. Dies beinhaltet auch Lasten, die nicht verschiebbar sind, z. B. Kühlschränke. Diese Lasten werden im Folgenden als Offset-Lasten bezeichnet.

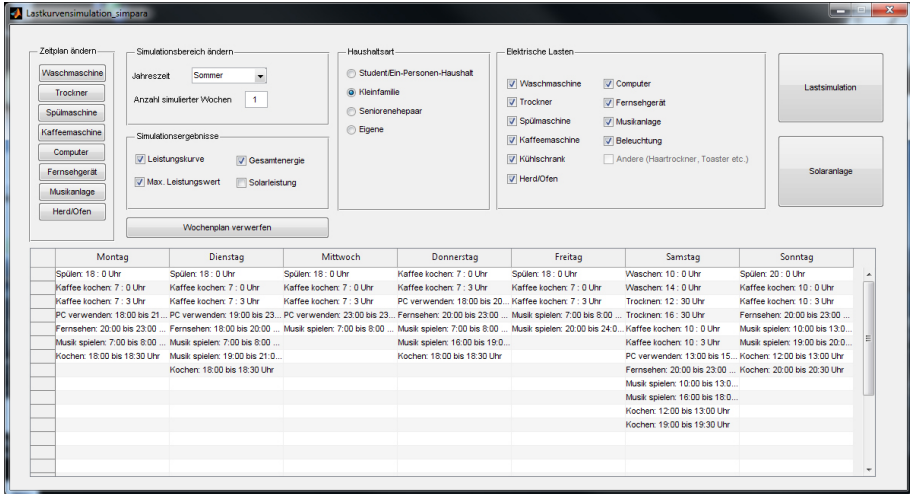
- *Lastoptimierungs-Modell auf Basis des Backtracking-Verfahrens*

Mit diesem Modell können Lastprofile an eine beliebige Sollkurve, z. B. an eine Photovoltaik-Prognose-Kurve, auf Basis des Back-Tracking-verfahrens angepasst werden. Die in Abschnitt 5.4 beschriebenen Randbedingungen können benutzerdefiniert eingegeben werden.

- *Lastoptimierungs-Modell auf Basis des Harmonisierungs-Verfahrens*

Mit diesem Modell können Lastprofile an eine beliebige Sollkurve, z. B. an eine Photovoltaik-Prognose-Kurve, auf Basis des Harmonisierungs-Verfahrens angepasst werden. Die in Abschnitt 5.4 beschriebenen Randbedingungen können benutzerdefiniert eingegeben werden.

Mittels einer grafischen Oberfläche in Form eines Wochenzeitplans (Abbildung 5.2) kann durch das Lastsimulations-Modell die komplette Offset-Last eines Haushalts oder Gebäudes bestimmt werden. Das Lastmanagement-Modell berechnet aus der Differenz einer zu definierenden Sollkurve und der Offset-Last die für das Lastmanagement resultierende Sollkurve. An diese werden die am Lastmanagement teilnehmenden Lasten durch eines der beiden Lastoptimierungs-Modelle angepasst. Ausgegeben werden nach der Optimierung die resultierende Gesamtlast sowie die ursprüngliche Sollkurve. Abbildung 5.3 zeigt die grafischen Oberflächen der beiden Lastoptimierungs-Modelle.



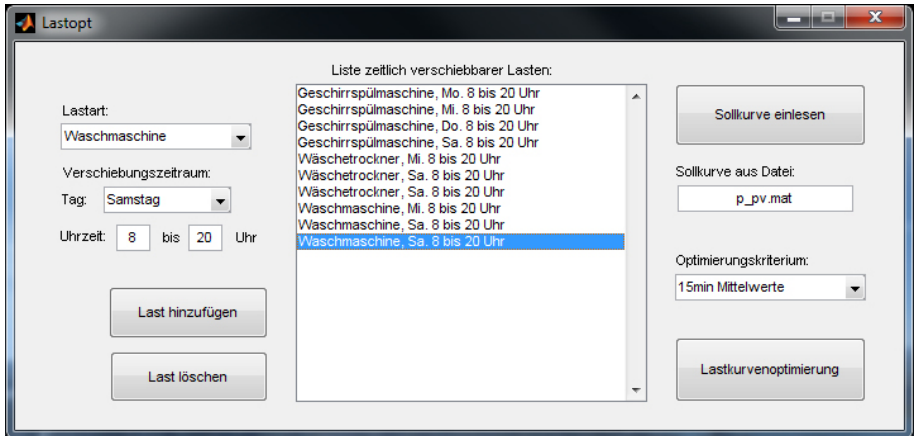
**Abbildung 5.2:** Grafische Oberfläche des Wochenzeitplans des Lastsimulations-Modells<sup>[50]</sup>

## 5.6 Lastmanagement-Simulationen

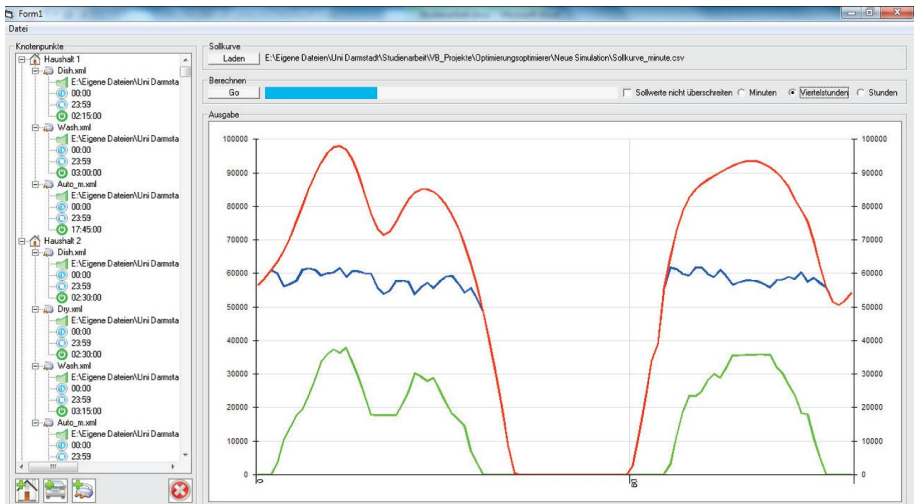
In diesem Abschnitt wird die Bestimmung des Lastmanagement-Potentials anhand realer Szenarien mit Unterstützung des Lastmanagement-Modells beschrieben.

### 5.6.1 Validierung der Lastoptimierungs-Modelle

Die Qualität der Ergebnisse der Lastanpassungen durch die Lastoptimierungs-Modelle variiert in Abhängigkeit der Randbedingungen. Im Folgenden werden die Modelle unter Idealbedingung und ohne angegebenen Randbedingungen validiert. Unter der Idealbedingung wird die Verwendung konstanter Lastprofile verstanden, die beliebig oft ein- und ausgeschaltet werden können. Abbildung 5.4a zeigt die Leistungsfähigkeit des auf dem Backtracking-Verfahren basierenden Lastoptimierungs-Modells für eine Lastanpassung der konstanten Lasten  $P_{L1} = 500\text{ W}$ ,  $P_{L2} = 150\text{ W}$ ,  $P_{L3} = 250\text{ W}$  und  $P_{L4} = 700\text{ W}$  mit den zugehörigen Wertigkeiten  $w_{L1} = 6$ ,  $w_{L2} = 3$ ,  $w_{L3} = 5$  und  $w_{L4} = 8$ . Abbil-



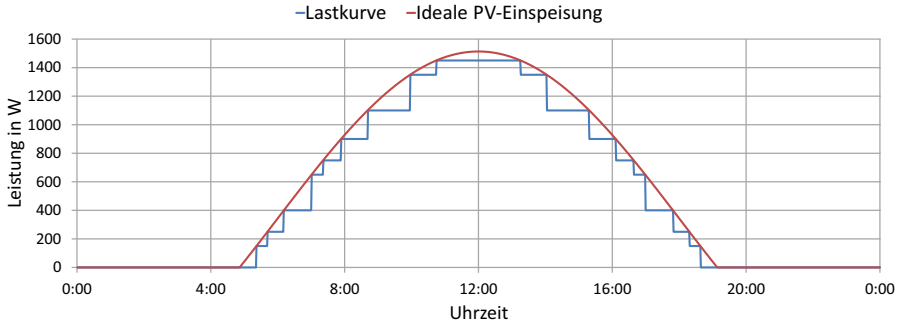
a) Lastoptimierungs-Modell auf Basis des Backtracking-Verfahrens



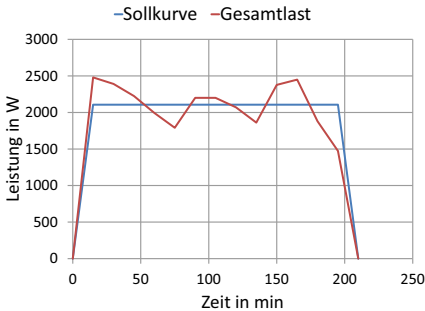
b) Lastoptimierungs-Modell auf Basis des Harmonisierungs-Verfahrens

**Abbildung 5.3:** Grafische Oberflächen der Lastoptimierungs-Modelle<sup>[50]</sup>

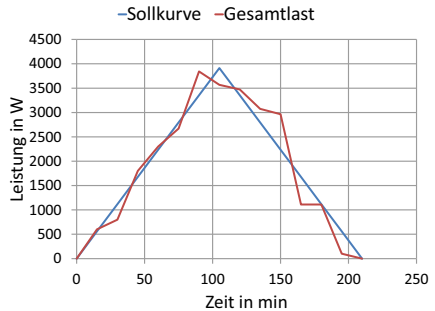
dung 5.4b und Abbildung 5.4c zeigen die Lastanpassung an eine Rechteck- sowie Dreieckskurve von ebenfalls konstanten Lasten unter Verwendung des auf dem Harmonisierungs-Verfahren basierenden Lastoptimierungs-Modells.



a) Lastanpassung an eine ideal Photovoltaik-Einspeisung (Backtracking-Verfahren)



b) Lastanpassung an eine Rechteckkurve (Harmonisierungs-Verfahren)



c) Lastanpassung an eine Dreieckskurve (Harmonisierungs-Verfahren)

**Abbildung 5.4:** Validierung der Lastoptimierungen durch das Backtracking- und Harmonisierungs-Verfahren<sup>[50] [45]</sup>

---

## 5.6.2 Szenarien zur Bestimmung des Lastmanagement-Potentials

---

In diesem Abschnitt wird das Lastmanagement-Potential anhand der Lastanpassung in zehn Haushalte in der ersten März- und in der ersten Juni-Woche untersucht. Zwei Hauptszenarien können unterschieden werden:

*Szenario A:* Vorhersagebasierte Lastanpassungen

*Szenario A1:* Anpassung an eine Photovoltaik-Einspeisungs-Prognose

*Szenario A2:* Anpassung an eine Windkraft-Einspeisungs-Prognose

*Szenario A3:* Anpassung an Stromtarife

*Szenario A4:* Lastspitzenreduktion

*Szenario B:* Echtzeitbasierte Lastanpassungen

*Szenario B1:* Anpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung

*Szenario B2:* Anpassung an eine Windkraft-Einspeisung

*Szenario B3:* Lastspitzenreduktion

Die Wahl der entsprechenden Eingangsparameter bzw. Auswahl der Simulationsszenarien hat maßgebliche Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse. Als virtuelles Referenzszenario wird mit dem in Abschnitt 5.5 beschriebenen Lastsimulations-Modell ein Basislastprofil (Abbildung 5.5h) generiert, welches allen Haushalten zugrunde gelegt wird. Dieses beinhaltet ausschließlich nicht verschiebbare Lasten. Die Haushalte unterscheiden sich hinsichtlich der anzupassenden Geräte und deren Betriebshäufigkeit. Unterschieden werden Zweipersonen-, Dreipersonen-, Vierpersonen- und Studentenhaushalte. Die Unterschiede der Haushalte sowie Randbedingungen und Zeitintervalle (in denen die Geräte betrieben werden müssen) sind in Tabelle B.3 angegeben. Durch das auf dem Backtracking-Verfahren basierende Lastoptimierungs-Modell wird die nach der vorhersage- und echtzeitbasierten Lastanpassung resultierende Gesamtlastkurve bestimmt. Diese besteht aus dem Basislastprofil und den angepassten Lasten. Eine der Randbedingungen besteht darin, dass einmal gestartete Lasten nicht wieder gestoppt werden. Als Prognosekurve für die Photovoltaik-Einspeisung

---

wird konform zu [18] eine Prognose für eine 30kWp Photovoltaik-Anlage bei einer Aufständigung von  $\beta = 0^\circ$  auf dem fünfzigsten Breitengrad berechnet. Reale Photovoltaik-Daten zur Gegenüberstellung stammen aus Messwerten des 2007-Hauses des Solar Decathlon der Technischen Universität Darmstadt und sind auf die Daten der prognostizierten Photovoltaik-Einspeisung skaliert. Die Windprognose- und Messdaten stammen aus [36] und stehen für die erste März-Woche 2010 in Viertelstundenwerten und für die erste Juni-Woche 2010 in Stundenwerten zur Verfügung. Die Werte sind mit einem Faktor  $10.000^{-1}$  auf die zehn Haushalte skaliert. Die Tarifkurve verfügt über drei Preisstufen, denen beispielhaft die Leistungswerte 5 kW (teuerste Preisstufe, Tarifstufe C), 10 kW (mittlere Preisstufe, Tarifstufe B) und 15 kW (günstigste Preisstufe, Tarifstufe A) als Lastobergrenze zugeordnet werden. Die Obergrenze für die Spitzenlastabsenkung wird beispielhaft mit 16 kW als konstant angenommen. Abbildung 5.5 zeigt die Prognosekurven, die als Sollkurven verwendet werden.

---

### 5.6.3 Ergebnisse der Potentialbestimmung

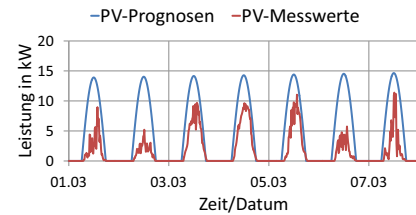
---

Tabelle 5.1 zeigt die Ergebnisse. Als Kennzahl zur Ergebnisbewertung sei die „obere Durchschnittsabweichung“<sup>6</sup> als Mittelwert der Differenzen jener Lastspitzen, die die Sollkurve überragen, und den zugehörigen Sollwerten selbst definiert. Die vorhersagebasierten Lastmanagement-Szenarien A1 und A2 zeigen, dass das Lastoptimierungs-Modell unter den gegebenen Randbedingungen gute Ergebnisse erzielt. Im Szenario A1.März kann in Bezug auf die Prognose-Sollkurve die größte Lastverschiebung von 77 kWh erzielt werden. Die obere Durchschnittsabweichung reduziert sich um knapp 18 %. Im Vergleich zu den realen Erzeugungswerten fällt die verschobene Energiemenge weitaus geringer aus. Bei der Echtzeit-Lastanpassung kann im besten Fall nur die Hälfte der Energie verschoben werden. Dies liegt daran, dass bei der Echtzeit-Lastanpassung die zukünftige Sollkurve in Echtzeit auf Basis eines Mittelwertes vergangener Erzeugungswerte berechnet wird. Zudem ist die Stellgröße nicht unendlich. Es kann vorkommen,

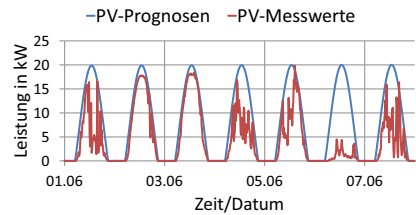
---

<sup>6</sup> Die obere Durchschnittsabweichung ist eine in dieser Arbeit eingeführte Kennzahl und beschreibt, um welche durchschnittliche Leistung eine Sollkurve durch eine Lastkurve überragt wurde.

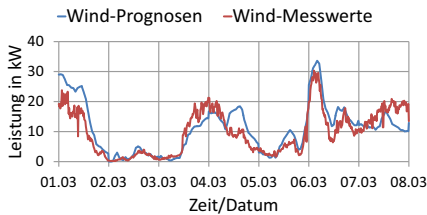




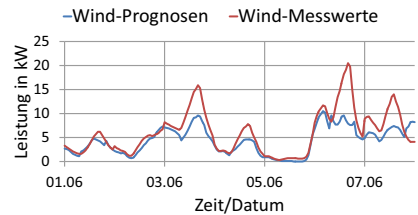
a) PV-Prognose und -Einspeisung, März



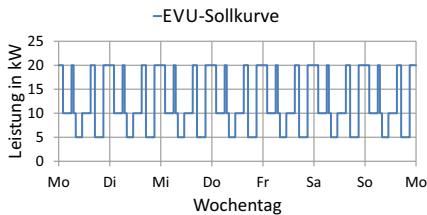
b) PV-Prognose und -Einspeisung, Juni



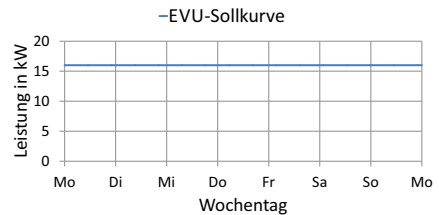
c) Windkraft-Prognose und -Einspeisung, März



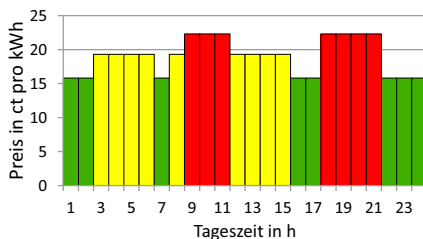
d) Windkraft-Prognose und -Einspeisung, Juni



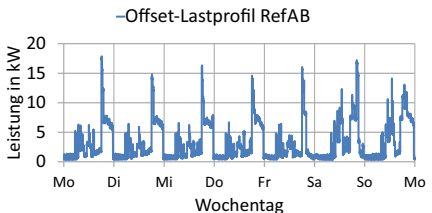
e) Dem Tarif zugeordnete Sollkurve



f) Sollkurve Spitzenlastreduktion



g) Zeitvariabler Tarif



h) Basislastkurve der Haushalte

**Abbildung 5.5:** Sollkurven für die Simulationen der Lastanpassung der Szenarien A1 und A2<sup>[50]</sup>

**Tabelle 5.1: Simulationsergebnisse der Szenarien A und B**

Szenarien A1, A2, B1 und B2								
Szenario	Bezugnehmend auf Prognosewerte				Bezugnehmend auf Messwerte			
	Versch. Energie in kWh	Obere Ø-Abweichung in W			Versch. Energie in kWh	Obere Ø-Abweichung in W		
		vor DSM	nach DSM	%		vor DSM	nach DSM	%
A1.März	77	4.353	3.572	-17,9	11	3.948	3.619	-8,3
A1.Juni	69	3.563	2.725	-23,5	39	4.034	3.574	-11,4
A2.März	47	4.353	3.871	-11,0	13	3.948	3.727	-5,6
A2.Juni	45	3.563	2.948	-17,3	44	4.034	3.560	-11,8
B1.März	40	3.487	2.709	-22,3	31	4.117	3.240	-21,3
B1.Juni	73	3.656	2.747	-24,9	54	3.513	2.819	-19,8
B2.März	11	3.487	3.203	-8,1	5	4.117	3.668	-10,9
B2.März	17	3.656	3.268	-10,6	20	3.513	3.032	-13,7
Szenarien A3 und A3WP								
Sze- nario	Energie vor DSM in kWh			Energie nach DSM in kWh			Obere Ø-Abweichung in W	
	Tarifstufe A	Tarifstufe B	Tarifstufe C	Tarifstufe A	Tarifstufe B	Tarifstufe C	vor DSM	nach DSM
A3	175	159	308	254	148	251	5.882	4.287
A3WP	449	466	547	868	337	335	5.830	2.934
Tarifstufe A = günstigste Tarifstufe, Tarifstufe B = mittlere Tarifstufe, Tarifstufe C = teuerste Tarifstufe								
Szenarien A4 und B3								
Szenario	Versch. Energie in kWh	Redukt. in min	Lastspitze in kW			Obere Ø-Abweichung in W		
			vor DSM	nach DSM	%	vor DSM	nach DSM	%
A4	9	-75	27	24	-11,1	2.969	1.252	-57,8
B3	-6	+29	27	60	+122	2.969	4.484	+51,0

---

dass durch das Lastoptimierungs-Modell Lasten zu früh gestartet werden und ein geeigneterer, späterer Einschaltzeitpunkt verpasst wird. Die Ergebnisse sind in Abbildung A.2, Abbildung A.3 sowie Abbildung A.4 dargestellt. Gute Ergebnisse werden auch in Szenario A3 bei der Anpassung der Last an einen zeitvariablen Stromtarif erzielt. Abbildung 5.6 zeigt die Ergebnisse der vorhersagebasierten Lastspitzenreduktion (A4) sowie der Anpassung der Last an den in Abbildung 5.5g dargestellten dreistufigen Stromtarif bzw. die daraus bestimmte Sollkurve (Abbildung 5.5e). In Szenario A3 werden nach der Lastanpassung in der günstigsten Tarifstufe A knapp 79 kWh Energie mehr als vorher verbraucht. Bei der Lastspitzenreduktion im Szenario A4 konnte der Zeitraum der Übertretung der Sollkurve von 198 Minuten auf 123 Minuten reduziert werden. Die obere Durchschnittsabweichung (und damit auch die Lastspitzen) nimmt im Mittel um knapp 58 % ab. Die maximale Lastspitze kann um 3 kW gesenkt werden.

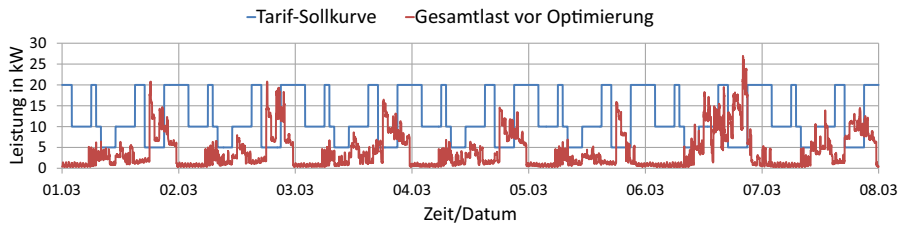
---

#### 5.6.4 Lastanpassungen auf Basis realer zeitvariabler Stromtarife

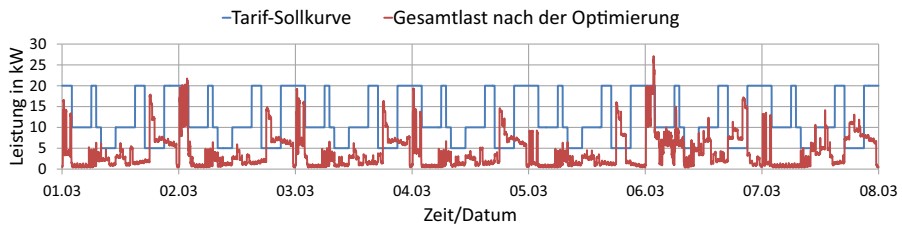
---

Mit Unterstützung von [45] wurde eine Lastanpassung für zwei Monate auf Basis des realen Verhaltens eines Haushalts simuliert. Hierfür wurden durch einen in diesem Haushalt vorhandenen elektronischen Haushaltszähler der gesamte Energieverbrauch der Monate November und Dezember 2011 in 15-Minuten-Schritten aufgenommen. Zusätzlich wurden die Einschaltzeiten der Haushaltsgeräte sowie die verwendeten Geräteprogramme notiert. Die Lastkurven der Basis-Geräte (jene Geräte, die nicht an der Lastanpassung teilnehmen) wurden entsprechend vermessen und von der Gesamtlastkurve subtrahiert, um eine Basis für die zu simulierende Lastanpassung der Haushaltsgeräte zu schaffen. Bei dem Haushalt handelt es sich um einen Dreipersonen-Haushalt, der im Folgenden nur noch als Referenzhaushalt bezeichnet wird. Folgende Daten liegen diesem zugrunde:

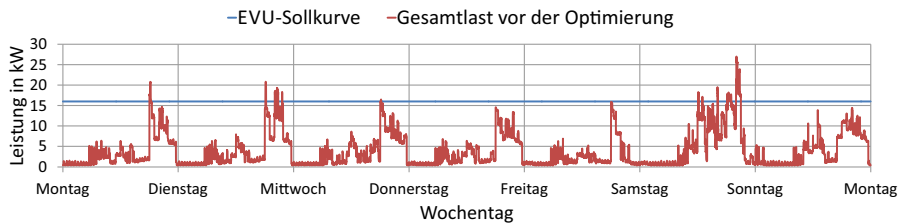
- 2.300 kWh Jahresbedarf an elektrischer Energie
- 9.105 W Lastspitze (in 2011)
- 3 Personen
- Versorgungsgebiet der Syna GmbH (vormals Süwag Netz GmbH)



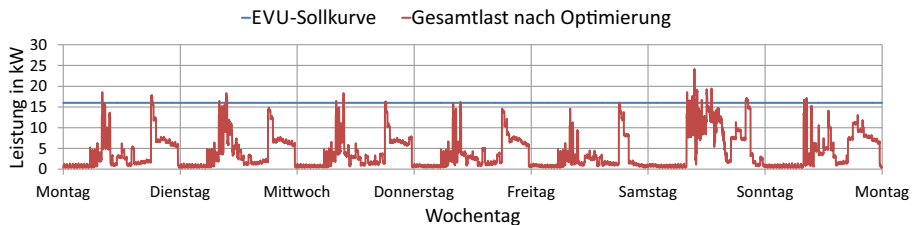
a) Szenario A3, Gesamtlast vor der Lastanpassung durch das Lastoptimierungs-Modell



b) Szenario A3, Gesamtlast nach der Lastanpassung durch das Lastoptimierungs-Modell



c) Szenario A4, Spitzenlastreduktion vor der Lastanpassung durch das Lastoptimierungs-Modell



d) Szenario A4, Spitzenlastreduktion nach der Lastanpassung durch das Lastoptimierungs-Modell

**Abbildung 5.6:** Simulationsergebnisse der Szenarien A3 und A4<sup>[50]</sup>

- Ortsnetz mit ca. 21.000 Einwohnern
- Elektronischer Haushaltszähler (Messdatenerfassung in 15-Minuten-Schritten)

### Zeitvariable Tarife als Führungsgröße

Als Führungsgröße zur Lastanpassung im Referenzhaushalt werden neben Prognosekurven für die Photovoltaik-Einspeisung insbesondere zeitvariable Tarifkurven von Energieversorgungsunternehmen verwendet. Im Unterschied zu Abschnitt 5.6.2 werden keine fiktiven, sondern reale zeitvariable Stromtarife verwendet, die derzeit den Kunden entweder bereits kommerziell oder aber in Pilotvorhaben angeboten werden. Insbesondere für diese Dissertation relevant ist der zeitvariable Tarif des Europäischen Forschungsvorhabens Web2Energy. Im Rahmen dieses Projekts übermittelte die HEAG Südthessische Energie AG Testkunden in ihrem Einzugsgebiet einen zeitvariablen Tarif. Folgende Tarife dienen als Führungsgrößen:

- *Tarif A: Zweistufiger Tarif (Tag/Nacht)*  
Hochtarif (HT,  $23,46 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ ): 06:00 Uhr bis 22:00 Uhr  
Niedertarif (NT,  $21,56 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ ): 22:00 Uhr bis 06:00 Uhr
- *Tarif B: Dreistufiger MeRegio-Tarif*  
Täglich variierende Preisphasen (grün:  $15 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ , gelb:  $20 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ , rot:  $25 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ ) gemäß Tabelle B.4.
- *Tarif C: EEX-PHELIX-Preisindex*  
Annahme einer Korrelation zwischen Preisindex und Kundenstrompreis.
- *Tarif D: Web2Energy-Tarif*  
Übermittlung einer Energie-Referenzkurve für Viertelstundenverbräuche sowie zwei Tarifphasen.

Für den betrachteten Zeitraum November und Dezember 2011 sind die Tarifverläufe in Abbildung A.5 dargestellt.

## Extraktion von Sollkurven

Wie bereits in Abschnitt 5.6.2 dargestellt, kann eine Lastanpassung nur auf Basis einer Leistungs-Sollkurve (nicht auf Basis einer Geldkurve) durchgeführt werden. Es ist notwendig, aus den Stromtarifen<sup>7</sup>, bzw. der Referenzkurve des Web2Energy-Tarifs, jeweils eine Leistungskurve als Sollkurve zu extrahieren. Mit Unterstützung von [45] wurden diese Extraktionen vorgenommen. Als Basisgröße für die Extraktion wird die maximal aufgetretene Lastspitze  $P_{\text{ref,max}} = 9.105 \text{ W}$  des realen Referenzhaushalts im betrachteten Zeitraum verwendet. Für den Tarif A wird die Sollkurve wie folgt bestimmt<sup>[45]</sup>:

$$P_{\text{SP,TA}}(t) = \begin{cases} P_{\text{ref,max}} & 22:00 \text{ Uhr} \leq t \leq 06:00 \text{ Uhr} \\ 0,5 \cdot P_{\text{ref,max}} & 06:00 \text{ Uhr} < t < 22:00 \text{ Uhr} \end{cases} \quad (5.32)$$

Die Sollkurve für Tarif B bestimmt sich wie folgt<sup>[45]</sup>:

$$P_{\text{SP,TB}}(t) = \begin{cases} P_{\text{ref,max}} & \text{für Grünphase} \\ 0,75 \cdot P_{\text{ref,max}} & \text{für Gelbphase} \\ 0,5 \cdot P_{\text{ref,max}} & \text{für Rotphase} \end{cases} \quad (5.33)$$

Um eine Lastanpassung abzubilden, die sich an der Situation an der Börse (EEX) orientiert, muss die Sollkurve von Tarif C auf dem Preisindex EEX Phelix basieren. Die Sollkurve wird basierend auf dem Standort des Referenzhaushalts bestimmt. Der Strompreis setzte sich im Jahr 2011 aus Kosten für Energieerzeugung, Transport und Vertrieb, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWK-Abgabe, Stromsteuer und Umsatzsteuer zusammen. Tabelle 5.2 zeigt die Zusammensetzung der Kosten für das Jahr 2011. Da sich der Referenzhaushalt im Gebiet der Süwag Netz GmbH befindet, ergeben sich andere Kosten. Die Jahresnutzungsdauer ergibt sich

---

<sup>7</sup> Folgende Indizes werden für diese Tarife bzw. die zugehörigen Sollkurven verwendet: Tarif A: TA, Tarif B: TB, Tarif C: TC, Tarif D: TD

aus dem Quotienten der im Jahr verbrauchten Energie des Referenzhaushalts und der maximalen Leistung<sup>[45]</sup>:

$$t_{2011} = \frac{W}{P_{\text{ref,max}}} = \frac{2.300 \text{ kWh}}{9.105 \text{ W}} = 252,6 \frac{\text{h}}{\text{a}} \quad (5.34)$$

Die Durchleitungskosten im Niederspannungsnetz ergeben sich unter Berücksichtigung des Leistungspreises  $K_{L,P}$  und des Arbeitspreises  $K_{L,W}$  (siehe Tabelle 5.2) wie folgt:

$$k_{\text{dl}} = \frac{P_{\text{ref,max}} \cdot K_{L,P}}{t_{2011}} + K_{L,W} \quad (5.35)$$

$$= \frac{9.105 \text{ W} \cdot 13,97 \frac{\text{€}}{\text{kW}}}{2.300 \text{ kWh}} + 0,0276 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (5.36)$$

$$= 8,29 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \quad (5.37)$$

Für den Referenzhaushalt ergeben sich die Nettostromgestehungskosten basierend auf Tabelle 5.2 wie folgt:

$$k_{\text{no}} = k_{\text{dl}} + k_{\text{konz}} + k_{\text{EEG}} + k_{\text{KWK}} + k_{\text{steuer}} \quad (5.38)$$

$$= (8,29 + 1,32 + 3,53 + 0,03 + 2,05) \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \quad (5.39)$$

$$= 15,22 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \quad (5.40)$$

Für dieses Tarifbeispiel wird vereinfachend angenommen, dass dem gesamten Angebot der EEX-Phelix-Preisindex  $k_{\text{EEX}}(t)$  zu Grunde liegt, welcher sich zeitlich verändert. Der Bruttostrompreis ergibt sich wie folgt:

$$k_{\text{bo}}(t) = (k_{\text{EEX}}(t) + k_{\text{no}}) \cdot 1,19 \quad (5.41)$$

**Tabelle 5.2:** Stromgestehungskosten im Jahr 2011<sup>[31][3][10][45]</sup>

Jahr 2011*		Daten für reales Referenzszenario****	
Kosten für Energieerzeugung, Transport und Vertrieb	13,80 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Leistungspreis (NS)**	13,9 $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$
Konzessionsabgabe	1,79 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Arbeitspreis (NS)**	2,76 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
EEG-Umlage	3,53 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Konzessionsabgaben***	1,32 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
KWK-Abgabe	0,03 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$	Durchleitungskosten	8,29 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
Stromsteuer	2,05 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$		
Umsatzsteuer	4,03 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$		
Summe	25,23 $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$		

\* Quelle: BDEW

\*\* Quelle: Süwag Netz GmbH

\*\*\* Quelle: KAV

\*\*\*\* für eine Jahresnutzungsdauer bis zu 2.500 Stunden pro Jahr

NS: Niederspannungsnetz

Da in günstigen Tarifphasen insbesondere Energie verbraucht werden soll, ergibt sich die Sollkurve in Abhängigkeit der Differenz von invertiertem Maximum und invertiertem Minimum des Preisindex

$$\Delta \hat{k}_{bo}^{-1} = k_{bo,max}^{-1} - k_{bo,min}^{-1} \quad (5.42)$$

wie folgt<sup>[45]</sup>:

$$P_{SP,TC}(t) = P_{ref,max} \cdot \frac{\Delta \hat{k}_{bo}^{-1} + k_{bo}^{-1}(t) - k_{bo,min}^{-1}}{2 \cdot \Delta \hat{k}_{bo}^{-1}} \quad (5.43)$$

Für die Bestimmung der Sollkurve des Web2Energy-Tarifs (Tarif D) müssen die Tarifphasen (grün oder rot) und die Referenzkurve  $W_{w2e}$  des Tarifs berücksichtigt werden. Im Vergleich zu den anderen Tarifen bleibt der Strompreis unabhängig von den Tarifphasen konstant. Die monetären Anreize erfolgen über ein Bonussystem.



Der Stromkunde wird während einer roten Phase für die Einsparung und während einer grünen Phase für die Erhöhung des Energieverbrauchs belohnt. Die Berechnung der Bonuspunkte erfolgt für Viertelstundenintervalle  $j$  durch die Bildung des Quotienten aus dem tatsächlichen Energieverbrauch  $W_{\text{ges}}(j)$  und des durch die Web2Energy-Referenzkurve vorgegebenen Referenzverbrauchs<sup>8</sup>  $W_{\text{w2e}}(j)$ :

$$X(j) = \frac{W_{\text{ges}}(j)}{W_{\text{w2e}}(j)} \quad (5.44)$$

Die Höhe des Bonus ergibt sich aus Tabelle 5.3. Die Bonuspunkte werden den Kun-

**Tabelle 5.3:** Bonussystem Web2Energy-Tarif<sup>[45]</sup>

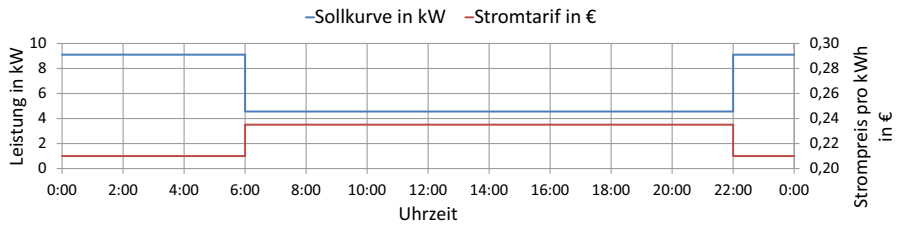
Tarifphase	Quotient X	Bonuspunkte
Grün	$X < 1$	0
	$1 \leq X < 2$	1
	$2 \leq X < 3$	2
	$X \geq 3$	5
Rot	$X \leq 0,4$	3
	$0,4 < X \leq 0,7$	2
	$0,7 < X \leq 1$	1
	$X > 1$	0

den auf Bonuskonten gutgeschrieben. Die Sollkurve bestimmt sich wie folgt<sup>[45]</sup>:

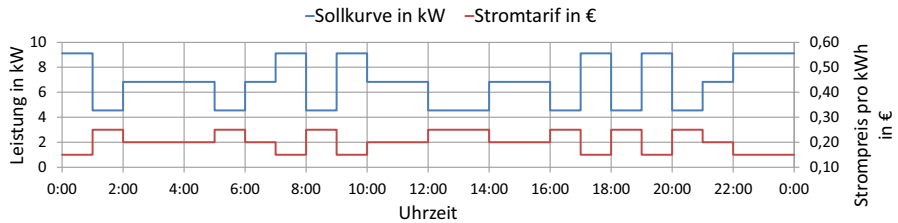
$$P_{\text{SP,TD}}(j) = \begin{cases} P_{\text{ref,max}} \cdot \frac{W_{\text{w2e,max}}}{W_{\text{w2e}}(j)} & \text{für Grünphase} \\ 0,5 \cdot P_{\text{ref,max}} \cdot \frac{W_{\text{w2e,max}}}{W_{\text{w2e}}(j)} & \text{für Rotphase} \end{cases} \quad (5.45)$$

Abbildung 5.7 zeigt für den 02. November 2011 die Sollkurven der vier Tarife.

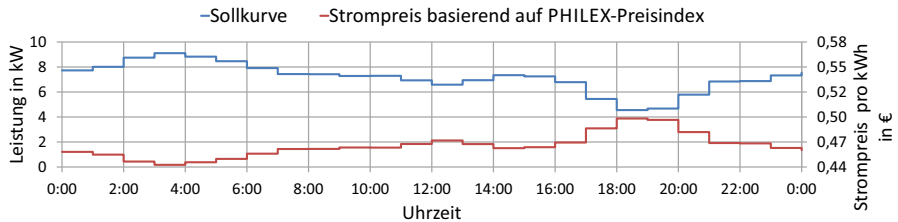
<sup>8</sup> Index Web2Energy: w2e



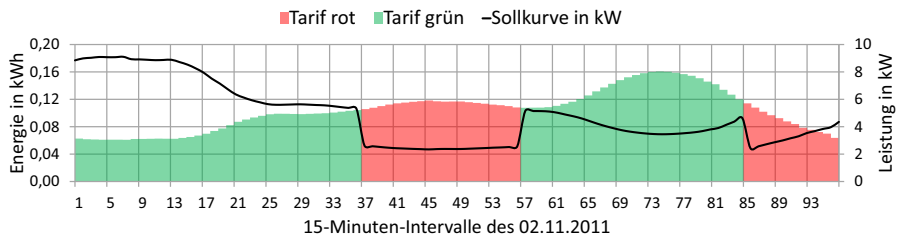
a) Zweistufiger Stromtarif (Tarif A)



b) Dreistufiger MeRegio-Tarif (Tarif B)



c) EEX-PHELI-X- Tarif (Tarif C)



d) Web2Energy-Tarif (Tarif D)

**Abbildung 5.7: Extrahierte Sollkurven**

---

## Randbedingungen für das Lastmanagement im Referenzhaushalt

Für die Lastanpassung werden unterschiedliche Randbedingungen festgelegt. Folgende Szenarien werden unterschieden:

*Szenario C:* Freie Lastverschiebung innerhalb des Tages

*C.A:* Anpassung an Tarif A

*C.B:* Anpassung an Tarif B

*C.C:* Anpassung an Tarif C

*C.D:* Anpassung an Tarif D

*Szenario D:* Freie Lastverschiebung innerhalb 24 Stunden nach urspr. Startzeit

*D.A:* Anpassung an Tarif A

*D.B:* Anpassung an Tarif B

*D.C:* Anpassung an Tarif C

*D.D:* Anpassung an Tarif D

*Szenario E:* Verschiebung innerhalb eines vorgegebenen Zeitfensters

*E.A:* Anpassung an Tarif A

*E.B:* Anpassung an Tarif B

*E.C:* Anpassung an Tarif C

*E.D:* Anpassung an Tarif D

Die Zeitfenster der Szenarien D.A bis D.D definieren sich wie folgt<sup>[45]</sup>:

- *Nachtbereich*  
Für einen ursprünglichen Laststart zwischen 20:00 Uhr und 02:00 Uhr des Folgetages wird ein Zeitfenster vom ursprünglichen Startzeitpunkt bis um 10:00 Uhr des Folgetages gewählt.
- *Vormittagsbereich*  
Für einen ursprünglichen Laststart zwischen 02:00 Uhr und 15:00 Uhr des Folgetages wird ein Zeitfenster vom ursprünglichen Startzeitpunkt bis zu acht Stunden nach dem ursprünglichen Startzeitpunkt gewählt.

- *Nachmittagsbereich*

Für einen ursprünglichen Laststart später als 15:00 Uhr wird ein Zeitfenster vom ursprünglichen Startzeitpunkt bis 23:00 Uhr gewählt.

Tabelle 5.4 gibt einen Überblick über die an der Lastanpassung teilnehmenden Haushaltsgeräte und zugehörigen Geräteprogramme.

**Tabelle 5.4:** Am Lastmanagement teilnehmende Haushaltsgeräte<sup>[45]</sup>

Gerät	Programm	Laufzeit in Minuten	Energieverbrauch in kWh
Waschmaschine	Vollprogramm 40°C	67	0,66
	Vollprogramm 60°C	85	1,17
	Wolle 40°C	37	0,28
	Hemden 40°C	50	0,46
	Feines 40°C	33	0,45
Trockner	Extratrocken	45	1,52
	Schrantrocken	45	1,22
	60 Minuten	60	0,39
	Auffrischen	20	0,07
Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	108	1,12

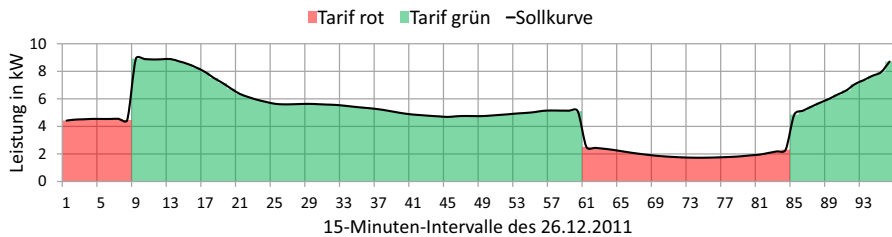
### Lastmanagement im Referenzhaushalt

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Lastanpassung der Szenarien C.D, D.D und E.D (Web2Energy-Tarif) am Beispiel des Tages der höchsten Lastspitze (26.12.2011) sowie am Beispiel der Woche vom 02.11.2011 bis 13.11.2011 diskutiert. Die ursprünglichen Startzeitpunkte für diesen Zeitraum sind auszugsweise in Tabelle B.5 dargestellt. Abbildung 5.8 stellt die berechnete Sollkurve sowie den Energieverbrauch vor den Lastanpassungen im Vergleich zu den Energieverbräuchen nach den Lastanpassungen dar. Es kann keine exakte Gesamlastkurve angegeben werden, da der elektronische Haushaltszähler ausschließlich Energiewerte in Viertelstundenintervallen erfassen konnte. Für die Berechnung der Gesamtenergiekurve nach der Lastanpassung werden dennoch die Werte der

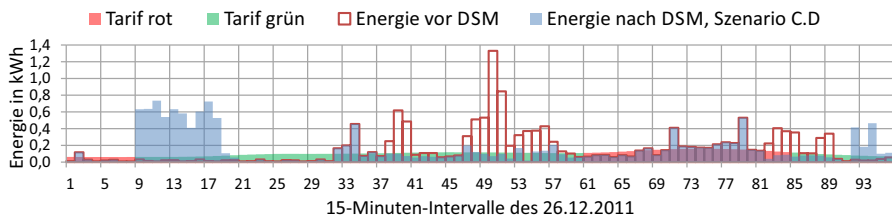
---

Lastprofile der am Lastmanagement teilnehmenden Lasten in Minuten-Schritten berücksichtigt. Abbildung 5.8 kann nur auf Basis der Energieverbräuche diskutiert werden: Die Lastspitze des 26.12.2011 tritt um die Mittagszeit auf. Bei der freien Lastanpassung (Szenario C, Abbildung 5.8b) ist erkennbar, dass die Lasten überwiegend in den Nachtbereich verschoben werden. Bei der Lastanpassung für ein Zeitfenster innerhalb 24 Stunden nach der ursprünglichen Startzeit (Szenario D, Abbildung 5.8c) werden die Gerätelasten gleichmäßiger verteilt, da eine Lastverschiebung in einen Zeitbereich vor der ursprüngliche Startzeit nicht möglich ist. Bei der Lastanpassung innerhalb eines definierten Zeitfensters (Szenario E, Abbildung 5.8d) werden die Lasten überwiegend in den Tageslichtbereich verschoben. Qualitativ kann festgestellt werden, dass alle drei Varianten der Lastanpassung die Lastspitze senken. Zudem wird bei allen drei Varianten der Energieverbrauch im grünen Tarifbereich erhöht. In der Folge erhöht sich auch die Last. Bei Abbildung 5.8 ist zu beachten, dass der Web2Energy-Tarif keine exakte Energieanpassung an die Referenzenergiekurve vorsieht. Ein großes Überschreiten der Referenzenergiekurve in grünen Phasen sowie ein großes Unterschreiten in roten Phasen wirkt sich positiv aus (vgl. Tabelle 5.3).

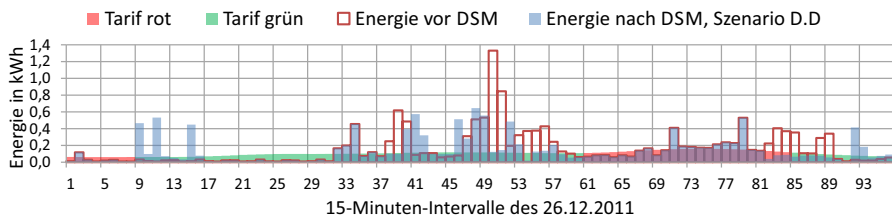
Abbildung A.7 zeigt die Simulationsergebnisse für die Beispiel-Woche. Aus den Abendbereichen wurden die Lasten in die Mittagsbereiche verschoben. Es ist erkennbar, dass die Haushaltsgeräte für sich alleine genommen nur ein geringes Lastmanagement-Potential bieten. Das beste Ergebnis in Bezug auf den Web2Energy-Tarif wurde in dieser Woche in Szenario D.D erzielt. Tabelle 5.5 stellt die Ergebnisse der betrachteten zwei Monate dar. Da die Leistungswerte aus den Energiewerten extrahiert sind, wird keine obere Durchschnittsabweichung angegeben. Die größte Spitzenlastabsenkung von  $-40,5\%$  ergibt sich im Tarif D während einer roten Phase. Die empirische Standardabweichung kann als Maß für die Fluktuation um den Mittelwert herangezogen werden. Die geringste empirische Standardabweichung ergibt sich für Szenario C.1. mit 476 W. In diesem Szenario wird die Lastkurve am besten geglättet. Tabelle 5.6 gibt Auskunft über die szenarienbedingte Strompreisersparnis des Referenzhaushalts. Die Lastverschiebung der Haushaltsgeräte führt während dieser zwei Monate in Tarif A maximal zu einer Einsparung von knapp 4€, in Tarif B von knapp 8€ und in Tarif C von etwas



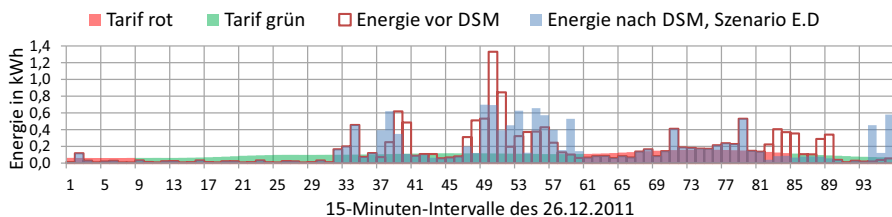
a) Sollkurve



b) Szenario C.D, freie Lastanpassung innerhalb des Tages (109 Pkt.  $\Rightarrow$  118 Pkt.)



c) Szenario D.D, Lastanpassung innerhalb 24 Stunden nach urspr. Startzeit (109 Pkt.  $\Rightarrow$  114 Pkt.)



d) Szenario E.D, Lastanpassung in definiertem Zeitfenster (109 Pkt.  $\Rightarrow$  123 Pkt.)

**Abbildung 5.8:** Lastanpassungen an den Web2Energy Tarif am Tag der höchsten Last am 26.12.2011

**Tabelle 5.5: Ergebnisse der Szenarien C-E**

Szenario	Tarifstufe	vor DSM		nach DSM			
		Energie in kWh	Lastspitze in W	Energie in kWh	Lastspitze in W	Reduktion Spitzenlast in %	Standardabweich. in W
C.A	HT	465	5.322	325	3.468	-34,8	476
	NT	66	2.299	206	2.961	+28,8	
C.B	grün	197	5.322	292	4.463	-16,1	514
	gelb	154	4.880	115	3.468	-28,9	
	rot	180	5.115	124	3.043	-40,5	
C.C		531	5.322	531	3.468	-34,8	483
C.D	grün	267	5.322	334	4.277	-19,6	501
	rot	264	5.115	197	3.043	-40,5	
D.A	HT	465	5.322	358	3.667	-31,1	508
	NT	66	2.299	173	3.378	+46,9	
D.B	grün	197	5.322	274	4.434	-16,7	524
	gelb	154	4.880	129	3.468	-28,9	
	rot	180	5.115	128	3.043	-40,5	
D.C		531	5.322	531	3.881	-27,1	496
D.D	grün	267	5.322	324	4.387	-17,6	508
	rot	264	5.115	207	3.043	-40,5	
E.A	HT	465	5.322	430	4.535	-14,8	536
	NT	66	2.299	101	3.826	+66,4	
E.B	grün	197	5.322	264	4.292	-19,4	530
	gelb	154	4.880	133	3.468	-28,9	
	rot	180	5.115	134	3.043	-40,5	
E.C		531	5.322	531	4.774	-10,3	520
E.D	grün	267	5.322	315	4.772	-10,3	523
	rot	264	5.115	216	3.658	-28,5	

Szenario X.Y:

X=C: Last ist frei verschiebbar innerhalb des gleichen Tages; X=D: Last ist verschiebbar innerhalb 24h nach ursprünglicher Startzeit; X=E: Verschiebung innerhalb eines vorgegebenen Zeitfensters

Y=A: Zweistufentarif; Y=B: Dreistufentarif; Y=C: EEX PHELIX; Y=D: Web2Energy;

Die Standardabweichung vor DSM betrug 539 W

mehr als 4€. In Tarif D können die Bonuspunkte um 1.066 Pkt erhöht werden. Ein monetärer Gegenwert zu den Bonuspunkten ist unbekannt.

**Tabelle 5.6:** Energiekosten des Referenzhaushalts in den Szenarien C-E

Szenario	Tarif A in €	Tarif B in €	Tarif C in €	Tarif D in Punkten
ohne DSM	124,57	105,35	129,84	6.608
C	120,65	97,80	125,59	7.674
D	121,28	98,90	126,87	7.490
E	122,65	99,70	128,73	7.287
Referenz-HH =Referenzhaushalt; Der Vergleichbarkeit wegen wurde für den Referenzhaushalt die teuerste Preisstufe aller Tarife mit 23,46 ct pro kWh angenommen.				

### 5.7 Beitrag von Wärmepumpen

Durch Lastmanagement können Einschränkungen im Nutzerverhalten entstehen. Aus Sicht der Nutzerakzeptanz sind Wärmepumpen insbesondere für ein Lastmanagement geeignet, da deren elektrischer Energieverbrauch zu einem Teil in Wärme umgewandelt wird und in einem Wärmespeicher zwischengespeichert werden kann. Die Wärme kann dann für Heizsysteme oder die Wassererwärmung im Gebäude verwendet werden. Ein möglicher Anwendungsfall besteht in der Beladung des Wärmespeichers unter Nutzung von elektrischer Energie in Zeiten günstiger Tarifstufen und der späteren Entladung durch die angeschlossenen thermischen Lasten (z. B. Fußbodenheizung etc.). Für die Lastanpassung geeignet sind Kompressionswärmepumpen, deren Verdichter mechanisch durch einen Elektromotor angetrieben wird. Traditionell werden solche Verdichter auf die maximale Systemlast ausgelegt<sup>[39]</sup>. In 65% ihrer Betriebszeit werden diese allerdings in Teillast betrieben und durch eine Zweipunktregelung geregelt<sup>[39]</sup>. In den letzten Jahren zeichnet sich ein Trend zur Verwendung von Verdichtern mit Frequenzumrichtern ab, die eine variable Drehzahlregelung des Verdichters ermöglichen<sup>[39]</sup>. Konventionelle hermetische Hubkolbenverdichter werden bei konstanter Drehzahl betrieben, somit ist die Kälteleistung ebenfalls konstant<sup>[39]</sup>. Verdichter mit Frequenzumrichter



können ihre Kühlleistung anpassen<sup>[39]</sup>. Neben dem thermischen Vorteil ergibt sich für die Lastanpassung der Vorteil, dass theoretisch die elektrische Verdichterleistung steuerbar ist, was einer variablen Last entspricht.

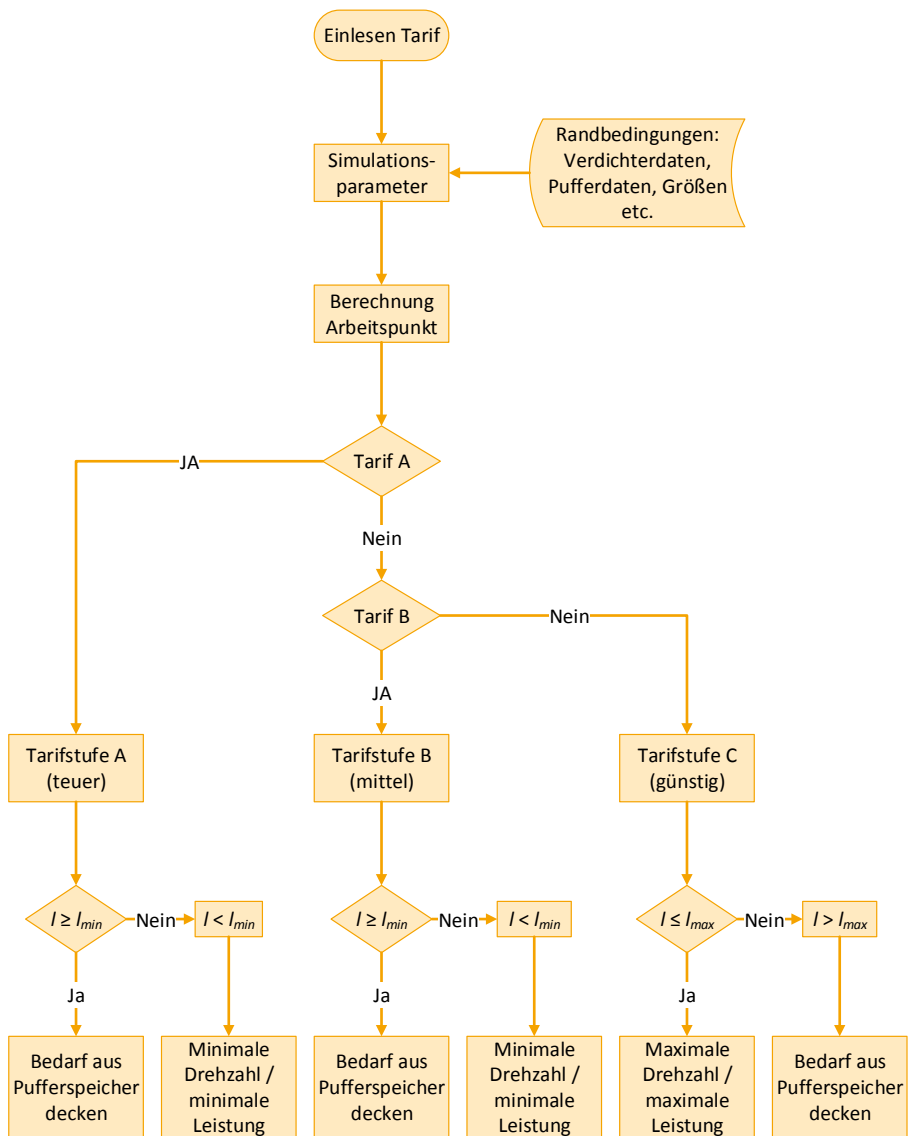
### 5.7.1 Anpassung der Verdichterleistung

Die Veränderung der Verdichterleistung ergibt sich in Abhängigkeit verschiedener für die Wärmepumpe angenommener Betriebsmodi. Die Modi hängen von der jeweiligen Tarifstufe bzw. dem Warmwasser-Füllstand des Pufferspeichers ab. Über den Umrichter kann die Wärmepumpe ihr Lastverhalten ändern. Abbildung 5.9 zeigt das im Rahmen dieser Arbeit von [39] entwickelte Ablaufdiagramm, um die Betriebsmodi der Wärmepumpe hinsichtlich der Lastanpassung an einen Mehrstufentarif bestimmen zu können. Das entwickelte Modell der Wärmepumpe basiert auf einem Hubkolbenverdichter mit folgenden Daten:

Hubvolumen	$V_{\text{hub}} = 6,7 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$	
Verdampfungswärmestrom	$\dot{Q}_S = 7,5 \text{ kW}$	
Elektrische Leistung	$P_{\text{el}} = 2,5 \text{ kW}$	(5.46)
Verdampfungstemperatur	$T_0 = 0^\circ\text{C}$	
Kondensationstemperatur	$T_{\text{kon}} = 40^\circ\text{C}$	

Die Wärmepumpe arbeitet mit Höchstlast, wenn eine preisgünstige Tarifstufe C aktiv ist und der Füllstand  $l$  kleiner ist als die obere Füllstandsgrenze  $l_{\text{max}}$ . Wird die obere Füllstandsgrenze<sup>9</sup>  $l_{\text{max}}$  überschritten, so wird die Wärmepumpe abgeschaltet und der Wärmebedarf wird aus dem Pufferspeicher gedeckt. Die Füllstandsgrenze bezeichnet hierbei die Grenze von Warm- und Kaltwasser. In den beiden Tarifstufen A und B wird die Wärmepumpe mit minimaler Drehzahl betrieben, wenn der Füllstand  $l$  die untere Füllstandsgrenze  $l_{\text{min}}$  unterschreitet. Bei Überschreitung wird der Wärmebedarf aus dem Pufferspeicher gedeckt.

<sup>9</sup> Obere und untere Füllstandsgrenze sind ein mathematisches Konstrukt und können nur rechnerisch im Modell über- bzw. unterschritten werden. Ein Über- bzw. Unterschreiten ist in Realität nicht möglich.



**Abbildung 5.9:** Auswahl der Wärmepumpen-Modi in Abhängigkeit eines mehrstufigen Tarifs<sup>[39]</sup>

---

### 5.7.2 Lastmanagement-Potential einer Wärmepumpe

---

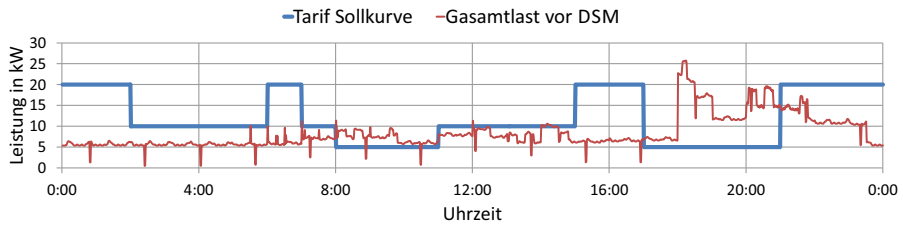
Das Lastmanagement-Potential der Wärmepumpe wird in Szenario A3WP untersucht. Hierfür wird das Szenario A3 (Lastanpassung von zehn Haushalten an einen Dreistufentarif) um Wärmepumpen erweitert. Als Randbedingung wird angenommen, dass alle zehn Haushalte über den gleichen Wärmepumpentyp inklusive einem 1.000l-Warmwasserspeicher und einer Fußbodenheizung verfügen. Der zu deckende Wärmebedarf entstammt Daten des energy+homes in Mühlthal<sup>[39]</sup>. Aufgrund der Wärmepumpen erhöht sich der Energieverbrauch im Vergleich zum Ausgangsszenario A3. Abbildung 5.10a stellt die Gesamtlast (inklusive Wärmepumpen) der Haushalte vor der Lastanpassung für den 01. März 2010 dar. Abbildung 5.10b stellt die Gesamtlast nach der Lastanpassung dar. Die Abbildungen 5.10c und 5.10d stellen den Wochenverlauf vor und nach der Lastanpassung für die am 01. März 2010 beginnenden Woche dar. Die Simulation zeigt, dass trotz Anpassung der elektrischen Leistung der Wärmepumpen der Wärmebedarf der Häuser (bei entsprechender Speichergröße) gedeckt werden kann. In Tabelle 5.1 sind die Ergebnisse von Szenario A3WP im Vergleich zu A3 dargestellt. Mit den Anpassungen der Wärmepumpen gelingt es, die obere Durchschnittsabweichung um 50 % zu reduzieren sowie einen Großteil der für die Wärmepumpen notwendigen Energie in die günstigste Tarifstufe zu verschieben.

---

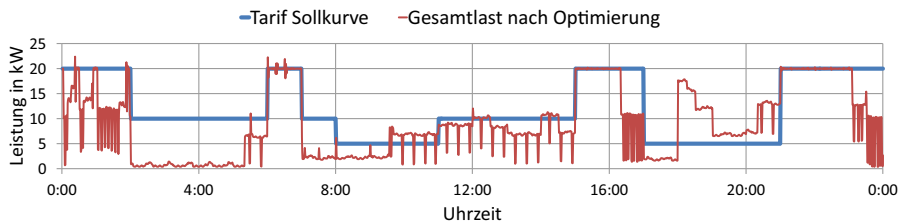
## 5.8 Zusammenfassung und Fazit

---

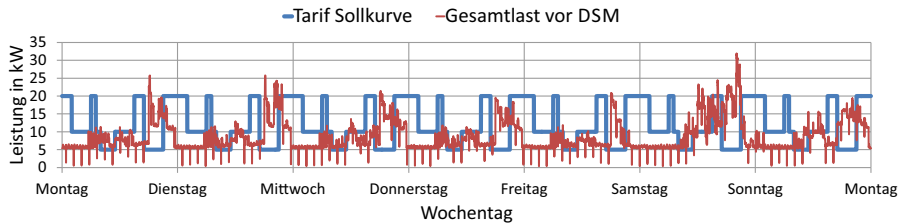
Im ersten Teil dieses Kapitels wurden die Simulationsergebnisse der Lastanpassungen an verschiedene Führungsgrößen (Energieerzeugung, Stromtarif etc.) diskutiert. Die betrachteten Szenarien zeigen, dass Lastanpassungen an Energieerzeugungen aus Photovoltaik- sowie Windkraft-Anlagen zufriedenstellende Ergebnisse liefern, jedoch die Effektivität von der Exaktheit der Prognose abhängt. Die Auswertung der oberen Durchschnittsabweichungen macht insbesondere deutlich, dass eine exaktes Erreichen der Sollgröße nur schwer möglich ist. Qualitativ werden dennoch passable Anpassungen erzielt. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden daher nicht mehr nur ausschließlich die Abweichungen von Sollgrößen bewertet, sondern die Fluktuation allgemein. Die empirische Standardabweichung  $\sigma$  wird



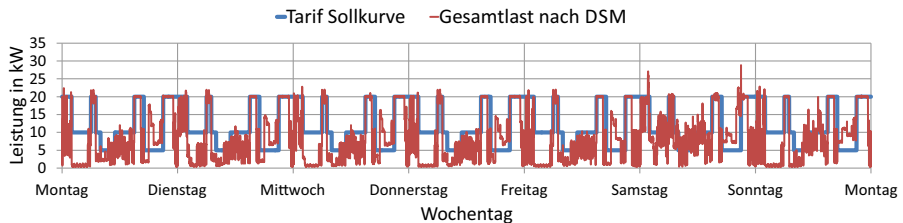
a) Gesamtlast inklusive Wärmepumpe vor der Lastanpassung am 01. März 2010



b) Gesamtlast inklusive Wärmepumpe nach der Lastanpassung am 01. März 2010



c) Gesamtlast inklusive Wärmepumpe vor der Lastanpassung für die Woche ab 01. März 2010



d) Gesamtlast inklusive Wärmepumpe nach der Lastanpassung für die Woche ab 01. März 2010

**Abbildung 5.10:** Simulationsergebnisse des Szenarios A3WP<sup>[39]</sup>

---

als Indikator für die Bewertung der Fluktuation verwendet. Hinsichtlich Umsetzungsstrategien für Lastanpassungen an Prognosekurven müssen Strategien entwickelt werden, um den Fehler zwischen Prognose und Realität zu minimieren. Bei echtzeitbasierten Lastanpassungen zeigen sich Schwächen der Optimierung, da ein ausschließlich auf dieser Strategie aufbauendes Lastmanagement auch den gegenteiligen Effekt erzielen kann (siehe Simulationsergebnisse Szenario B3). Im zweiten Teil dieses Kapitels wurden die Ergebnisse der Lastanpassungen an unterschiedliche derzeit existierende zeitvariable Stromtarife am Beispiel eines realen Referenzhaushalts behandelt. Die Ergebnisse zeigen, dass die monatlichen monetären Einsparungen für Lastanpassungen an derzeitige Tarife gering ausfallen.



---

## 6 Lastmanagement-Anwendungsfälle für Smart Grids

Im vorherigen Kapitel wurde das Lastmanagement-Potential untersucht und festgestellt, dass die monetären Vorteile der Kunden gering ausfallen. Die dahinterstehenden Anreizmechanismen können sich mit zunehmendem Anstieg der volatilen Energieerzeugung und damit Verschärfung der Probleme und Herausforderungen verbessern. In diesem und den nachfolgenden Kapiteln wird der Beitrag von Lastmanagement zur Reduktion der Auswirkungen volatiler erneuerbarer Energien behandelt.

In vielen Forschungsinitiativen sowie Pilotprojekten werden intelligente Energieversorgungsnetze (Smart Grids) als Voraussetzung für die Implementierung eines flächendeckenden Lastmanagement angesehen. Unter einem Smart Grid wird allgemein die Interaktion der konventionellen Energieversorgung mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) verstanden. Diese dient insbesondere zum Datenaustausch aller notwendiger Informationen zwischen Sensorik und Aktorik im Energieversorgungsnetz sowie in den Gebäuden. In diesem Kapitel wird die Methode der Anwendungsfälle (Use Cases) vorgeschlagen, um ein mögliches Lastmanagement-Setup für ein Smart Grid inklusive der Interaktion der beteiligten Akteure<sup>1</sup> beschreiben und untersuchen zu können.

---

### 6.1 Die Methode der Anwendungsfälle

---

Die Methode der Anwendungsfälle stammt aus der Softwareentwicklung und beschreibt das Systemverhalten eines Systems, d. h., wie dieses auf die Anfrage eines

---

<sup>1</sup> Ein Akteur in Anwendungsfällen ist jemand oder etwas, der oder das ein Verhalten zeigt<sup>[11]</sup>. Es kann sich um ein mechanisches System, ein Computersystem, eine Person, eine Organisation oder eine Kombination aus diesen handeln<sup>[11]</sup>.

---

sogenannten Primärakteurs<sup>2</sup> reagiert<sup>[11]</sup>. Der Primärakteur löst eine Interaktion mit dem System aus, um ein Ziel zu erreichen<sup>[11]</sup>. Das System reagiert darauf und wahrt dabei die Interessen der Stakeholder<sup>3</sup><sup>[11]</sup>. Je nachdem unter welchen Bedingungen eine Anfrage erfolgt, können sich verschiedene Verhaltensabläufe oder Szenarien entfalten<sup>[11]</sup>. Ein Anwendungsfall beschreibt diese und erfasst zudem die Übereinkunft, die zwischen den Stakeholdern eines Systems über dessen Verhalten getroffen wird<sup>[11]</sup>. Ein Stakeholder ist folglich jemand, der an einer Vereinbarung Anteil hat<sup>[11]</sup>. Ein Akteur ist jemand, der ein Verhalten an den Tag legt und in der Lage ist, eine bedingte Anweisung auszuführen<sup>[11]</sup>. Akteure können Personen, Unternehmen, Organisationen, Hardware-Systeme oder Software-Systeme sein<sup>[11]</sup>. Der Primärakteur ist derjenige der Stakeholder, der den Anwendungsfall auslöst<sup>[11]</sup>.

Anwendungsfälle können in Textform oder in tabellarischer Form verfasst werden. Ein gut formulierter Anwendungsfall sollte nicht mehr als neun Teilschritte aufweisen<sup>[11]</sup>. Die Formulierung erfolgt auf verschiedenen Ebenen, die sich im Detaillierungsgrad unterscheiden. In dieser Arbeit werden zwei Formulierungsebenen unterschieden:

- *Anwendungsebene*

Die zugehörigen Anwendungsfälle beschreiben in geringem Detaillierungsgrad, wie der Primärakteur sein Ziel erreicht.

- *Systemebene*

Die zugehörigen Anwendungsfälle beschreiben in hohem Detaillierungsgrad die im System stattfindenden Vorgänge, damit der Primärakteur sein Ziel erreicht.

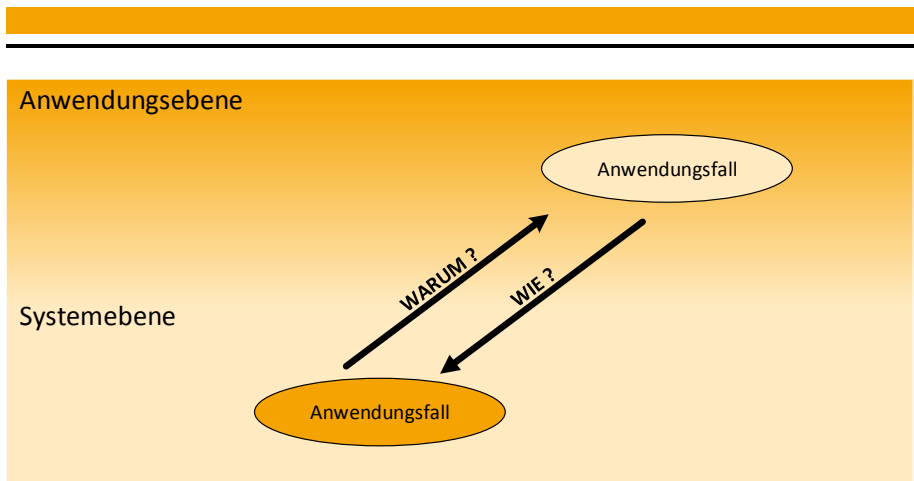
Den Unterschied zwischen den Formulierungsebenen verdeutlicht Abbildung 6.1. Ein auf der Anwendungsebene sprachlich formulierter Anwendungsfall kann in die

---

<sup>2</sup> Der Primärakteur in einem Anwendungsfall ist der Akteur, der eine Interaktion mit dem System auslöst, um ein Ziel zu erreichen<sup>[11]</sup>. Der Primärakteur ist es, der normalerweise den Anwendungsfall auslöst<sup>[11]</sup>.

<sup>3</sup> Ein Stakeholder in einem Anwendungsfall ist ein externer Akteur, der einen Anspruch auf den Schutz seiner Interessen durch das System hat<sup>[11]</sup>. Das System muss zur Befriedigung dieser Interessen bestimmte Aktionen durchführen<sup>[11]</sup>.





**Abbildung 6.1:** Zusammenhang der Formulierungsebenen von Anwendungsfällen

Systemebene durch Formulierung der Antwort auf die Frage „Wie wird der Anwendungsfall realisiert?“ umgewandelt werden<sup>[11]</sup>. Umgekehrt lässt sich ein auf der Systemebene sprachlich formulierter Anwendungsfall in die Anwendungsebene durch Formulierung der Antwort auf die Frage „Warum wird der Anwendungsfall realisiert?“ umwandeln<sup>[11]</sup>. Im alltäglichen Sprachgebrauch fällt es Personen nicht schwer, zwischen den Detaillierungsgraden zu wechseln. Bei der Formulierung von Anwendungsfällen ist dies schwieriger. Im Interesse der allgemeinen Verständlichkeit muss darauf geachtet werden, dass ein Anwendungsfall auf nur einer einzigen Ebene formuliert wird. Ansonsten kann es vorkommen, dass ein Anwendungsfall ungewollt zu detailliert formuliert wird. In diesem Kapitel wird auf Anwendungsfälle auf der Anwendungsebene eingegangen. Erst in Kapitel 8 werden Anwendungsfälle auf der Systemebene formuliert und berücksichtigt. Diese beschreiben detaillierte Vorgänge der Gebäudeautomatisierung. In den zugehörigen UML-Darstellungen<sup>4</sup> werden in dieser Arbeit auf der Anwendungsebene formulierte Anwendungsfälle mit hellem Orange und auf der Systemebene formulierte Anwendungsfälle mit dunklem Orange ausgefüllt und dadurch kenntlich gemacht.

<sup>4</sup> Die Unified Modelling Language (UML) ist eine grafische Modellierungssprache zur Spezifikation, Konstruktion und Dokumentation von Software-Teilen und anderen Systemen<sup>[26]</sup>.

---

## Include- und Extend-Anwendungsfälle

Anwendungsfälle können in Beziehung zueinander stehen. In dieser Arbeit werden zwei Beziehungen unterschieden:

- *Include-Beziehung*

Ein Basis-Anwendungsfall<sup>5</sup> schließt einen weiteren Anwendungsfall (Include-Anwendungsfall<sup>6</sup>) ein, wenn ein Aktionsschritt im Basis-Anwendungsfall diesen benennt<sup>[11]</sup>. Der eingeschlossene Anwendungsfall beschreibt ein Ziel, dessen Ebene niedriger liegt, als die des Basis-Anwendungsfalls<sup>[11]</sup>.

- *Extend-Beziehung*

Ein Anwendungsfall (Extend-Anwendungsfall<sup>7</sup>) erweitert einen Basis-Anwendungsfall, indem er diesen benennt und die Bedingungen definiert, die zutreffen müssen, damit der Basis-Anwendungsfall unterbrochen wird und der Extend-Anwendungsfall ausgeführt wird.

In der Unified Modelling Language (UML) werden gestrichelte Pfeile für Extend-Anwendungsfälle und Include-Anwendungsfälle verwendet. Die Pfeilrichtung zeigt an, um welchen der beiden Typen es sich handelt. Abbildung 6.2 zeigt die zugehörigen Darstellungen.

---

## 6.2 Anwendungsfälle für Smart Grids

---

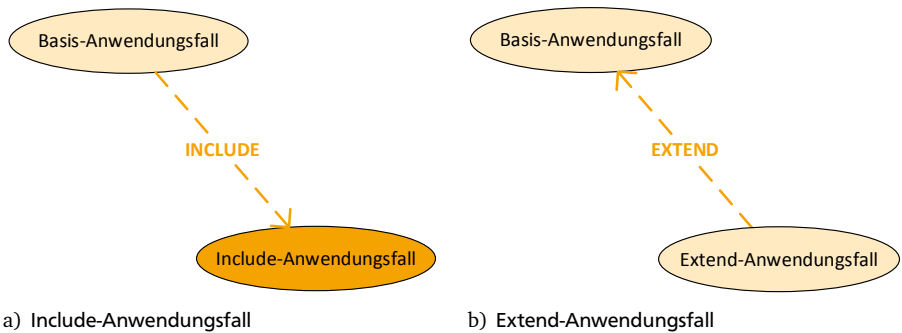
In intelligenten Energieversorgungsnetzen, sogenannten Smart Grids, wird Lastmanagement als Möglichkeit zur besseren Abnahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien diskutiert. Das Potential ist insbesondere für Gebäude vielversprechend, da diese für ca. 40 % des Endenergieverbrauchs verantwortlich sind<sup>[23]</sup>.

---

<sup>5</sup> Ein Basis-Anwendungsfall ist ein Anwendungsfall, der durch einen Primärakteur ausgelöst wird und nicht durch einen anderen Anwendungsfall aufgerufen wird.

<sup>6</sup> Ein Include-Anwendungsfall ist ein Anwendungsfall, der aus einem laufenden Anwendungsfall heraus aufgerufen werden kann. Oftmals ruft ein Anwendungsfall auf der Anwendungsebene einen Anwendungsfall auf der Systemebene auf<sup>[11]</sup>.

<sup>7</sup> Ein Extend-Anwendungsfall ist ein Anwendungsfall, der einen anderen Anwendungsfall unterbrechen kann, um dann selbst ausgeführt zu werden. Ein Extend-Anwendungsfall erweitert damit einen anderen Anwendungsfall<sup>[11]</sup>.



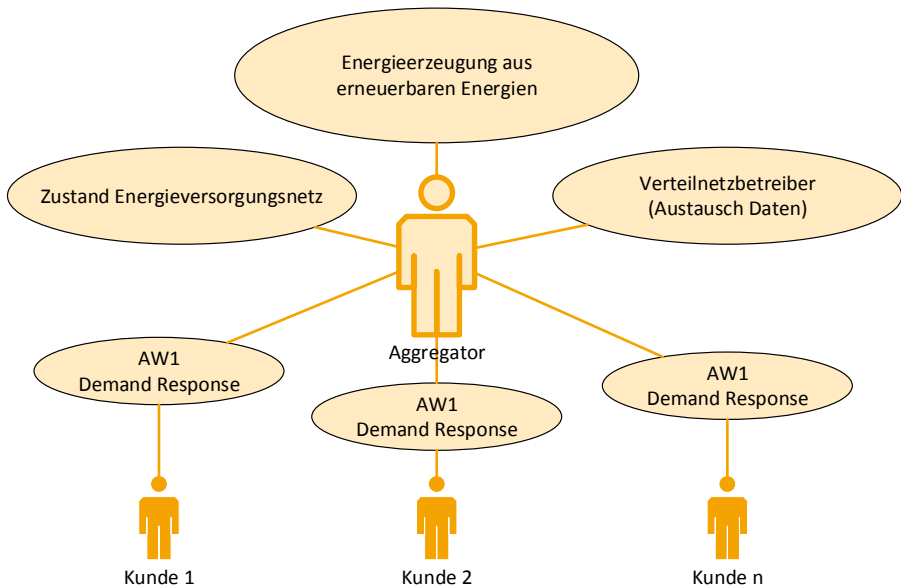
**Abbildung 6.2:** UML-Darstellungen von Include- und Extend-Anwendungsfällen

Diverse Pilotprojekte im Bereich Smart Grids untersuchen und definieren derzeit Anwendungsfälle. Die Ergebnisse stehen noch weitestgehend aus. Institutionen, die sich insbesondere mit der Sammlung und Erfassung von Anwendungsfällen beschäftigen, sind die europäischen sowie deutschen Standardisierungs- und Normungsorganisationen wie CEN und CENELEC oder der DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE). Ein wichtiger Anwendungsfall für Smart Grids ist der Anwendungsfall „Demand Response“<sup>8</sup>, der die Steuerung des Nachfrageverhaltens des Kunden nach elektrischer Energie beschreibt. Dieser Anwendungsfall basiert oftmals auf einem sogenannten Aggregator<sup>9</sup>. Dieser kennt die Energieverbrauchs- sowie die Energieerzeugungssituation bzw. deren prognostizierte Energieerzeugung und generiert zeitvariable Stromtarife. Die Stromtarife können direkt mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien korrelieren und sollen die Kunden motivieren, ihre Lasten an den Tarif anzupassen, um dadurch die Schwankungen der Residuallast und damit die Auswirkung der volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien zu reduzieren. Im Gegenzug spart der Kunde durch Ausnutzung der kostengünstigen Tarifstufen

<sup>8</sup> Demand Response bezeichnet den Vorgang, den Bedarf eines Kunden an elektrischer Energie anreizbasiert (durch z.B. mehrstufige Stromtarife) zu beeinflussen. Der Kunde reagiert als Antwort auf den Anreiz mit einer Veränderung seines Bedarfsverhaltens und ändert damit seinen elektrischen Verbrauch.

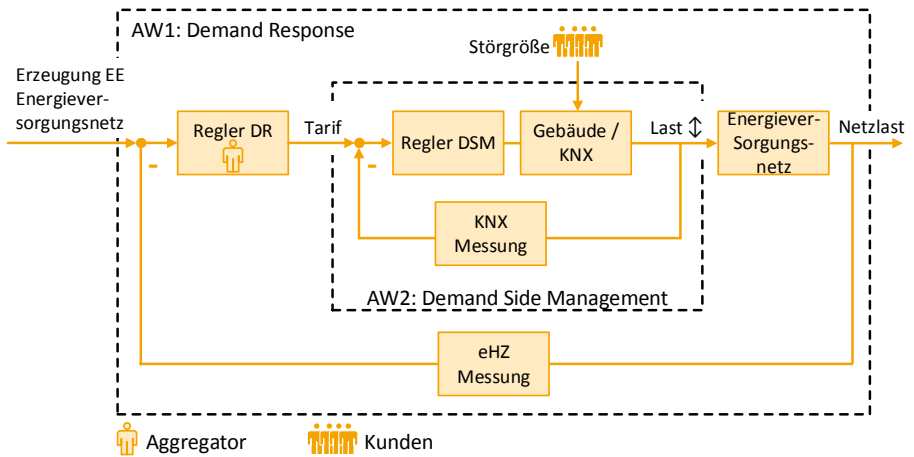
<sup>9</sup> Ein Aggregator in einem Smart-Grid-Anwendungsfall ist ein zentraler Akteur im Energieversorgungsnetz, der über Kenntnis aller Energieerzeugungen sowie -verbräuche in diesem verfügt.

Energiekosten ein. Abbildung 6.3 stellt die Rolle des Aggregators grafisch dar.



**Abbildung 6.3:** Aggregator im Smart Grid

Ein wichtiger Anwendungsfall für Gebäude ist der Anwendungsfall „Demand Side Management“. Dieser beschreibt das automatisierte Lastmanagement in Gebäuden anhand von Gebäudeautomatisierungen. Die Zusammenhänge zwischen Demand Response und Demand Side Management können anhand eines kaskadierten Reglers veranschaulicht werden (Abbildung 6.4). Der innere Regelkreis bildet das Lastmanagement der Gebäude (Demand Side Management) ab und ermöglicht die Anpassung der Gebäudelast an Stromtarife (oder optional an die gebäudeeigene Energieerzeugungsanlage). Der äußere Regelkreis bildet das Demand Response ab. Der Aggregator kann als Regler aufgefasst werden, der in Abhängigkeit der Regeldifferenz (Differenz der Gesamterzeugung aus erneuerbaren Energien im Energieversorgungsnetz und der Gesamtlast des Energieversorgungsnetzes) mehrstufige Stromtarife generiert und an die einzelnen Gebäude für das Demand Side Management übermittelt. Regelgrößen des inneren Regelkreises sind die Gesamtlasten



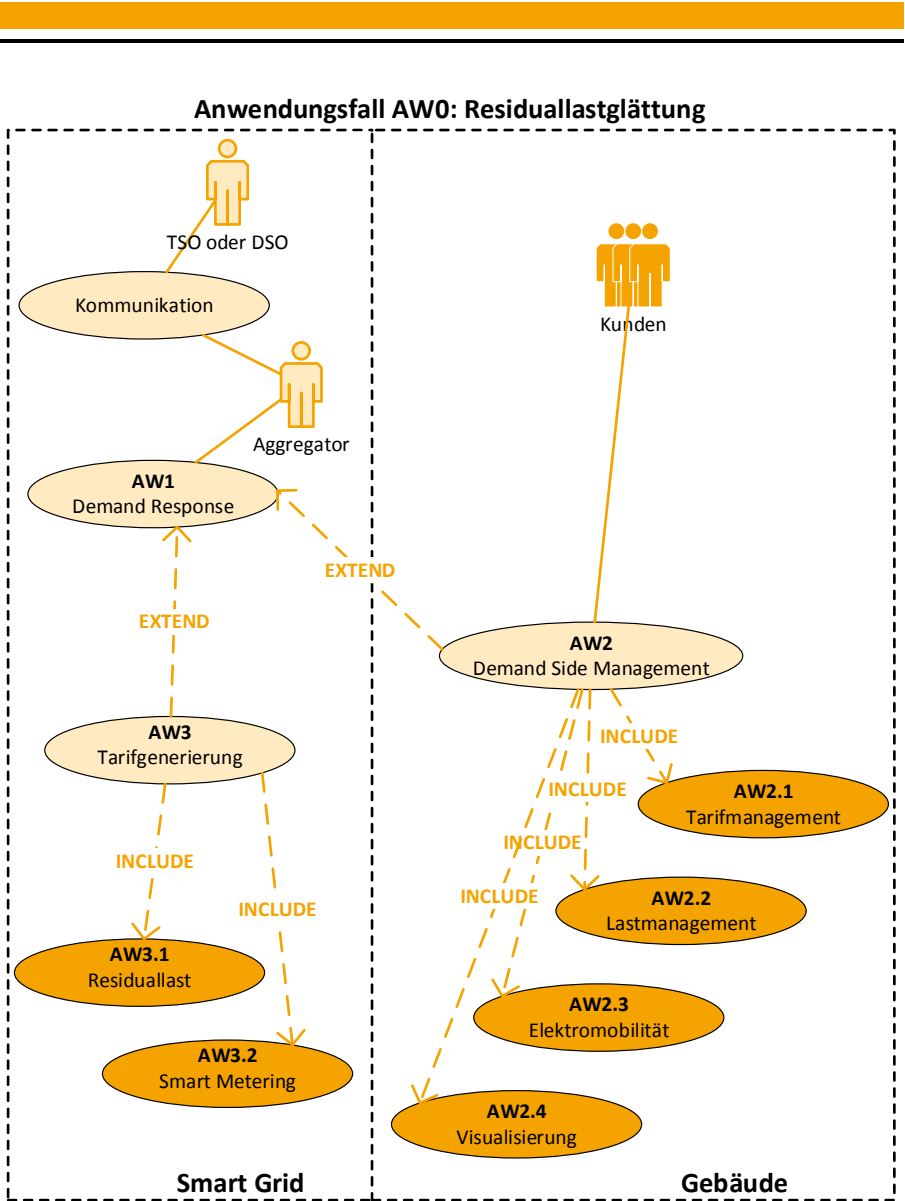
**Abbildung 6.4:** Demand Response (DR) und Demand Side Management (DSM) als Regelschema

der Gebäude im Energieversorgungsnetz des Aggregators. Regelgröße des äußeren Regelkreises ist die Gesamtlast im Energieversorgungsnetz des Aggregators.

Abbildung 6.5 zeigt die Gesamtübersicht der in dieser Arbeit entwickelten Anwendungsfälle. Anhand dieser wird ein flächendeckendes Lastmanagement im Energieversorgungsnetz konform zum Regelschema in Abbildung 6.4 in den nachfolgenden Kapiteln untersucht. Im Mittelpunkt steht der Anwendungsfall „AW1: Demand Response“, der den äußeren Regelkreis implementiert. Im Standardablauf<sup>10</sup> wird ein fest vorgegebener statischer Stromtarif (z. B. TOU-Tarif<sup>11</sup>) an die Kunden übermittelt, welche daraufhin Ihre Lasten manuell an den Tarif anpassen. Falls eine Gebäudeautomatisierung bzw. Lastmanagement-Funktionalität beim Kunden erkannt wird, wird der Anwendungsfall durch den erweiternden Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ unmittelbar nach der Tarifübermittlung unterbrochen. Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“, der den inneren Regelkreis abbildet, wird daraufhin selbst ausgeführt. Dieser kann seinerseits die auf

<sup>10</sup> Der Standardablauf eines Anwendungsfalles beschreibt den Ablauf von diesem ohne vorgesehene Erweiterungen.

<sup>11</sup> Ein Time-Of-Use-Tarif ist ein mehrstufiger Stromtarif, bei dem die Preisstufen festen vorgegebenen Zeitperioden zugeordnet sind.



**Abbildung 6.5:** Übergeordneter Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“ inklusive untergeordneter Anwendungsfälle auf Anwender- und Systemebene

---

der Systemebene formulierten Anwendungsfälle AW2.1 bis AW2.4 aufrufen. Diese beschreiben die Systemvorgänge der Gebäudeautomatisierung für die Tarifauswertung, für das Lastmanagement, für das tarifabhängige Laden eines Elektrofahrzeugs sowie für die Visualisierung des Lastmanagements. Falls der Aggregator die Übermittlung dynamische Stromtarife (z. B. RTP-Tarif<sup>12</sup>) an die Kunden veranlasst, wird Anwendungsfall „AW1: Demand Response“ durch Anwendungsfall „AW3: Tarifgenerierung“ unterbrochen und erweitert. „AW3: Tarifgenerierung“ bestimmt die dynamischen Tarife in Abhängigkeit der Residuallast<sup>13</sup> des Energieversorgungsnetzes sowie den aktuellen elektrischen Lasten der am Demand Response teilnehmenden Haushalte bzw. Gebäude. Der Begriff der Residuallast resultiert aus der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland und bezeichnet den verbleibenden Anteil der Last, der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Alle Anwendungsfälle können in dem übergeordneten Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“ konform zu Abbildung 6.5 zusammengefasst werden. Als minimale Garantie (Invariante<sup>14</sup>) muss Anwendungsfall „AW1: Demand Response“ sicherstellen, dass die Kunden auch im Falle des Scheiterns des Lastmanagements mit ausreichend elektrischer Energie versorgt werden. Der erfolgreiche Ablauf des Anwendungsfalls führt zu der Nachbedingung<sup>15</sup>, dass die Auswirkungen der volatilen Energieerzeugung erneuerbarer Energien reduziert werden. Um das Potential der Nachbedingung bewerten zu können, müssen die Anwendungsfälle evaluiert werden. In Kapitel 7 wird Anwendungsfall „AW1: Demand Response“ (inklusive der zugehörigen Extend-Anwendungsfälle) anhand von realen Fallbeispielen und Lastflussberechnungen evaluiert. In Kapitel 8 wird Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ (inklusive der zugehörigen Include-Anwendungsfälle) durch Umsetzung der in dieser Arbeit entwickelten Lastoptimierungs-Modelle auf

---

<sup>12</sup> Ein Real-Time-Pricing-Tarif ist ein mehrstufiger Stromtarif, dessen Tarifstufen sich kurzfristig ändern können. RTP-Tarife können mit der Energieerzeugung erneuerbarer Energien in einem Energieversorgungsnetz korrelieren.

<sup>13</sup> Die Residuallast bezeichnet die Restnachfrage nach Leistung in einem Energieversorgungsnetz, die nach Abzug der Energieerzeugung aus erneuerbarer Energien verbleibt und durch fossile Kraftwerke gedeckt werden muss.

<sup>14</sup> Invarianten eines Anwendungsfalls sind die Mindestgarantien des Systems an die Stakeholder, insbesondere wenn das Ziel des Primärakteurs nicht erreicht wird<sup>[11]</sup>.

<sup>15</sup> Die Nachbedingungen eines Anwendungsfalls benennen die Interessen der Stakeholder, die nach einem erfolgreichen Ablauf des Anwendungsfalls erfüllt sind<sup>[11]</sup>.

---

einer realen Gebäudesteuerung implementiert und evaluiert. Die Tabellen 6.1, 6.2 und 6.3 stellen die Anwendungsfälle konform zu dem in [11] vorgeschlagenen Template in tabellarischer Form dar.

---

### 6.3 Statisches und dynamisches Demand Response

---

Die Generierung von zeitvariablen Stromtarifen in Abhängigkeit erneuerbarer Energien ist keine triviale Aufgabe. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt werden ausschließlich statische zeitvariable Tarife (TOU) an Kunden übermittelt. Statisch bedeutet, dass die Zeitfenster der einzelnen Tarilstufen für alle Kunden fest vorgegeben sind und keine Vorgaben hinsichtlich Lastobergrenzen der einzelnen Tarilstufen existieren. Im schlimmsten Fall kann dies zur Folge haben, dass die Last im Energieversorgungsnetz während einer z. B. preislich günstigen Tarilstufe unverhältnismäßig ansteigt, da alle am Lastmanagement teilnehmenden Haushalte bzw. Gebäude in genau diesen Zeitraum ihre Lasten verschieben. Im Folgenden wird zwischen statischem und dynamischem Demand Response unterschieden. Um die Auswirkungen von statischem und dynamischem Demand Response zu verdeutlichen, werden die Simulationsszenarien D und E des Referenzhaushalts aus Abschnitt 5.6.4 auf 30 Haushalte skaliert. Die Simulation erfolgt über einen Zeitraum von zwei Monaten (November und Dezember 2011). Für die einzelnen Tage werden die Tageslastprofile bzw. die Tagesenergieprofile der 30 Haushalte aus den 61 Tagesdatensätzen (November und Dezember 2011) des elektronischen Haushaltszählers des Referenzhaushalts (vgl. Abschnitt 5.6.4) per Zufallsgenerator ausgewählt<sup>[45]</sup>. Hierbei kann ein Tageslastprofil auch mehrfach vorkommen<sup>[45]</sup>. Das Zusammenfassen von 30 zufälligen Tagen entspricht somit 30 Haushalten. Die Zeitfenster für die Laufzeiten der Lasten ergeben sich in Abhängigkeit der ursprünglichen Startzeiten der jeweiligen Last (vgl. Abschnitt 5.6.4). Zeitfenster, die über die Tagesgrenze hinausgehen, werden bei der Optimierung ebenfalls berücksichtigt<sup>[45]</sup>. Folgende Szenarien werden untersucht:

*Szenario D:* Freie Lastverschiebung innerhalb 24 Stunden nach urspr. Startzeit

*stat30:* Statisches Demand Response von 30 Haushalten im Smart Grid

*D.A.stat30:* Anpassung an Tarif A



**Tabelle 6.1: Anwendungsfall-Template für AW1: Demand Response**

**Anwenderkontext**

Der Aggregator eines Energieversorgungsnetz-Abschnitts übermittelt flächendeckend mehrstufige Stromtarife (TOU und RTP) an Kunden mit dem Ziel, diese zu motivieren, ihre Lasten an den Tarif anpassen und damit indirekt die Auswirkung der Volatilität erneuerbarer Energien zu reduzieren.

**Umfang**

Intelligentes Energieversorgungsnetz, Gebäude

**Ebene**

Anwendungsebene

**Primärakteur**

Aggregator: Der Aggregator stellt eine Organisation bzw. regelnde Instanz (Regler) in einem Energieversorgungsnetz-Abschnitt dar, der den aktuellen Status des Abschnitts kennt. Er erhält gebündelt Informationen über die elektrischen Verbräuche der Kunden (Sensorik) und übermittelt diesen mehrstufige Stromtarife (Stellgröße).

**Stakeholder und Interessen**

Aggregator	Der Aggregator möchte erreichen, dass Kunden ihre Last anpassen.
Kunden	Die Kunden möchte Lasten nur anpassen, falls dadurch Energiekosten eingespart werden.

**Vorbedingungen**

Vertragliche Teilnahme der Kunden an Demand-Response-Programm

**Invarianten**

Gesicherte Versorgung der Kunden mit Energie

**Nachbedingungen**

Die Schwankungen der Residuallast werden reduziert.

Die Kunden sparen Energiekosten ein.

**Trigger**

Tarifübermittlung

**Standardablauf**

1. Der Primärakteur übermittelt einen statischen Stromtarif (TOU) an einen Kunden.
2. Der Kunde wertet den Tarif aus.
3. Der Kunde passt seine Lasten manuell an den Tarif an.

**Erweiterungen**

- 1.a Der Primärakteur wählt die Übermittlung eines dynamischen Stromtarifs (RTP) aus:
  - 1.a1 Der Anwendungsfall wird durch Anwendungsfall „AW3: Tarifgenerierung“ erweitert. Der Primärakteur übermittelt einen dynamischen Stromtarif an den Kunden.
- 3.a Der Kunde hat für die Lastanpassung die Verwendung einer Gebäudesteuerung ausgewählt:
  - 3.a1 Der Anwendungsfall wird durch Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ erweitert. Die Lasten des Kunden werden automatisiert angepasst.

**Tabelle 6.2: Anwendungsfall-Template für AW2: Demand Side Management**

**Anwenderkontext**

Eine Gebäudeautomatisierung wertet den übermittelten mehrstufigen Stromtarif sowie optional die eigene Energieerzeugung des Gebäudes aus und passt die vom Kunden für das Lastmanagement freigegebenen elektrischen Lasten automatisiert an den Tarif bzw. die kundeneigene Energieerzeugung an.

**Umfang**

Gebäude, Gebäudeautomatisierung

**Ebene**

Anwendungsebene + Systemebene

**Primärakteur**

Kunde: Der Kunde bestimmt, ob Lasten automatisiert oder manuell angepasst werden.

**Stakeholder und Interessen**

Gebäudesteuerung	Keine Interessen
------------------	------------------

Kunde	Der Kunde möchte Lasten automatisiert anpassen, um im Vergleich zur manuellen Lastanpassung noch mehr Energiekosten einzusparen.
-------	--

**Vorbedingungen**

Vorhandene Gebäudeautomatisierung

**Invarianten**

Gesicherte Versorgung des Kunden mit Energie

**Nachbedingungen**

Erfolgreiche automatisierte Lastanpassung

Änderung der Gebäudelast

Kosteneinsparungen durch den Kunden

Zugewinn an Benutzerfreundlichkeit

**Trigger**

Aktivierung des Demand Side Management

**Standardablauf**

1. Der Primärakteur aktiviert das Demand Side Management.
2. Die Gebäudeautomatisierung wertet den Tarif durch Aufrufen von „AW2.1: Tarifmanagement“ aus.
3. Die Gebäudeautomatisierung passt elektrische Lasten durch Aufruf von „AW2.2: Lastmanagement“ automatisiert an.
4. Die Gebäudeautomatisierung passt die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen durch Aufrufen von „AW2.3: Elektromobilität“ automatisiert an.
5. Die Gebäudeautomatisierung visualisiert kontinuierlich den Tarif und Lastmanagement-Handlungen auf einem Display durch Aufrufen von „AW2.4: Visualisierung“.

**Erweiterungen**

Keine

**Tabelle 6.3: Anwendungsfall-Template für AW3: Tarifgenerierung**

<b>Anwenderkontext</b>	
Ein dynamischer Stromtarif (RTP) wird in Abhängigkeit der Residuallast im Energieversorgungsnetz sowie der aktuellen Last der teilnehmenden Haushalte bzw. Gebäude bestimmt.	
<b>Umfang</b>	
Intelligentes Energieversorgungsnetz	
<b>Ebene</b>	
Anwendungsebene	
<b>Primärakteur</b>	
Aggregator: Der Aggregator stellt eine Organisation bzw. regelnde Instanz (Regler) in einem Energieversorgungsnetz-Abschnitt dar, der den aktuellen Status des Abschnitts kennt. Er erhält gebündelt Informationen über die elektrischen Verbräuche der Kunden (Sensorik) und übermittelt diesen mehrstufige Stromtarife (Stellgröße).	
<b>Stakeholder und Interessen</b>	
Aggregator	Der Aggregator möchte die Stromtarife passend zur Energieerzeugungs- und Lastsituation in seinem Energieversorgungsnetz-Abschnitt bestimmen.
<b>Vorbedingungen</b>	
keine	
<b>Invarianten</b>	
Fehlermeldung	
<b>Nachbedingungen</b>	
Dynamische Tarife (RTP) bestimmt	
<b>Trigger</b>	
Aggregator	
<b>Standardablauf</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. „AW3.1: Residuallast“ wird zur Auswertung der Residuallast aufgerufen.</li> <li>2. „AW3.2: Smart Metering“ wird zur Auswertung der aktuellen Leistungsverbräuche der am Demand Response teilnehmenden Haushalte aufgerufen.</li> <li>3. Tarif wird bestimmt.</li> </ol>	
<b>Erweiterungen</b>	
keine	

---

*D.B.stat30:* Anpassung an Tarif B

*D.C.stat30:* Anpassung an Tarif C

*D.D.stat30:* Anpassung an Tarif D

*dyn30:* Dynamisches Demand Response von 30 Haushalten im Smart Grid

*D.A.dyn30:* Anpassung an Tarif A

*D.B.dyn30:* Anpassung an Tarif B

*D.C.dyn30:* Anpassung an Tarif C

*D.D.dyn30:* Anpassung an Tarif D

*Szenario E:* Lastverschiebung innerhalb eines vorgegebenen Zeitfensters

*stat30:* Statisches Demand Response von 30 Haushalten im Smart Grid

*E.A.stat30:* Anpassung an Tarif A

*E.B.stat30:* Anpassung an Tarif B

*E.C.stat30:* Anpassung an Tarif C

*E.D.stat30:* Anpassung an Tarif D

*dyn30:* Dynamisches Demand Response von 30 Haushalten im Smart Grid

*E.A.dyn30:* Anpassung an Tarif A

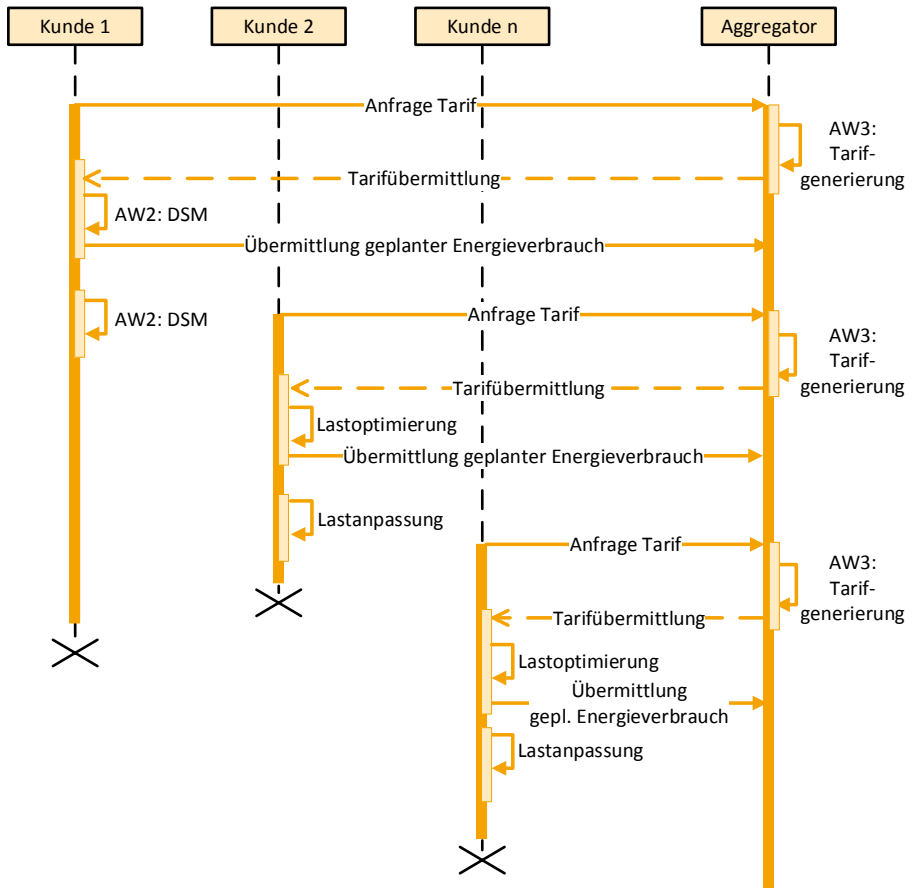
*E.B.dyn30:* Anpassung an Tarif B

*E.C.dyn30:* Anpassung an Tarif C

*E.D.dyn30:* Anpassung an Tarif D

Beim statischen Demand Response wird gemäß der Definition für die Lastanpassung die identische Sollkurve für alle Haushalte verwendet. Beim dynamischen Demand Response wird die Sollkurve auf 30 Haushalte skaliert: Die Anpassung an die Sollkurve erfolgt gemäß dem „First-come, First-served“-Prinzip. Hierfür passt der erste Haushalt seine Lasten an die skalierte Sollkurve des Tages an. Sein Lastprofil wird im Anschluss von der Sollkurve subtrahiert. Das Ergebnis stellt die Sollkurve für den nächsten Haushalt dar. Dies wird solange fortgesetzt, bis alle 30 Haushalte

ihre Lasten an dem jeweiligen Tag angepasst haben. Abbildung 6.6 zeigt das Sequenzdiagramm für eine mögliche auf diesem Prinzip basierende Implementierung des Anwendungsfalls „AW1: Demand Response“. Die Reihenfolge der Haushalte hinsichtlich dem „First-come, First-served“-Prinzips ergibt sich aus den Anfragezeitpunkten der Haushalte für die Tarife. Die Simulation erfolgt für jeden Tag der



**Abbildung 6.6:** Sequenzdiagramm für Demand Response unter Verwendung dynamischer Tarife

Monate November und Dezember im Jahr 2011. Die skalierte Sollkurve kann aus dem für  $N$  Haushalte geltenden Gleichzeitigkeitsfaktor  $g(N)$  ermittelt werden<sup>[45]</sup>.

$$g(N) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot N^{-\frac{3}{4}} \quad (6.1)$$

Tabelle 6.4 stellt den Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der Verbrauchergruppe dar. Es wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von  $g_{\infty} = 0,15$  der Verbrauchergruppe

**Tabelle 6.4:** Gleichzeitigkeitsfaktoren<sup>[14] [45]</sup>

Gruppe	Spitzenlast in W	Gleichzeitigkeitsfaktor
Grundbedarf (VG1)	5.000	0,15 - 0,20
Teilelektrisch (VG2)	8.000	0,12 - 0,15
Vollelektrisch (VG3)	30.000	0,006 - 0,007
Allelektrisch (VG4)	15.000 - 18.000	0,7

VG1: Die elektrische Energie wird für Beleuchtung sowie für größere Verbraucher wie Waschmaschinen verwendet; VG2: Zusätzlich zum Grundbedarf wird elektrische Energie zum Kochen verwendet; VG3: Der elektrische Energiebedarf entspricht VG2, zusätzlich wird Trinkwarmwasser elektrisch bereitgestellt. Der elektrische Energiebedarf ist morgens und abends erhöht; VG4: Der elektrische Energiebedarf entspricht VG3, zusätzlich sind Nachtspeicherheizungen vorhanden

VG2 gewählt, da der Referenzhaushalt über eine Zentralheizung verfügt, die zusätzlich die Warmwassererwärmung übernimmt. Mit Gleichung 6.1 und  $g_{\infty} = 0,15$  ergibt sich für  $N$  Haushalte eine Gleichzeitigkeitsfaktor von  $g(30) = 0,216$ . Die Spitzenlast, die zur Berechnung der Sollkurven benötigt wird (vgl. Abschnitt 5.6.4), berechnet sich wie folgt<sup>[45]</sup>:

$$P_{\text{ref}30,\text{max}} = g(30) \cdot P_{\text{ref,max}} \cdot 30 \quad (6.2)$$

$$= 0,216 \cdot 9.105 \text{ W} \cdot 30 \quad (6.3)$$

$$= 59.000 \text{ W} \quad (6.4)$$

Der höchste Energieverbrauch tritt bei der virtuell zusammengesetzten Haushaltsgruppe am 27. November 2011 ein und beträgt knapp 43 kW. In Abbildung 6.7 sind

---

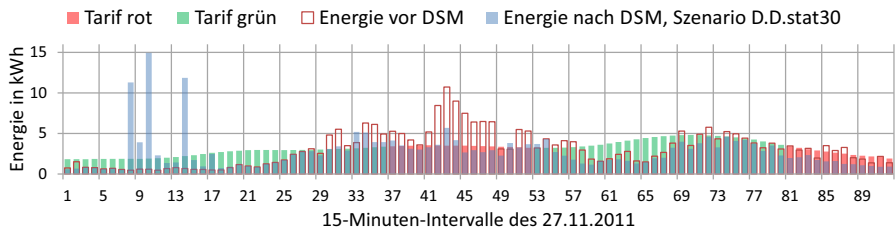
die Ergebnisse für ein statisches sowie dynamisches Demand Response an diesem Tag unter Verwendung von Tarif D (Web2Energy) sowie der Anpassungsstrategien D (neuer Laststart bis 24 Stunden nach der ursprünglichen Startzeit) und E (Laststart in vorgegebenem Zeitfenster, vgl. Abschnitt 5.6.4) dargestellt. Die Referenzkurve dieses Tarifs wurde für die Darstellung verdreißigfacht. Dies ist zulässig, da in Realität jedem an Web2Energy teilnehmenden Haushalt dieselbe Referenzkurve übermittelt wird. Es zeigt sich, dass aufgrund der für jeden Haushalt gleich gewählten Anpassungsstrategie beim statischen Demand Response große Lastspitzen entstehen. In Abbildung 6.7a resultieren diese aus Lastverschiebungen des Vortags. In Abbildung 6.7b treten die Lastspitzen auch um die Mittagszeit auf. In beiden Fällen erhöhen sich die Lastspitzen. Das ist nur von Vorteil, wenn zur gleichen Zeit erneuerbaren Energien entsprechend viel Energie einspeisen. Selbst dann kann es vorkommen, dass die Last die Erzeugung übersteigt, da zu viele Lasten in den gleichen Tarifbereich verschoben werden. Beim dynamischen Lastmanagement in den Abbildungen 6.7c und 6.7d hingegen werden Lastspitzen systematisch abgebaut. In Folge werden die Lastkurven vergleichmäßigt. Der beste Ergebnis aus Web2Energy-Sicht wird in Szenario E.D.stat30 erreicht: Punkte-Erhöhung um 43 Punkte. In Tabelle 6.5 sind die Gesamtergebnisse für die betrachteten Szenarien dargestellt. Die Standardabweichungen des statischen Demand Response sind weitaus größer als die Standardabweichungen des dynamischen Lastmanagement. Dies ist gleichbedeutend mit einer größeren Fluktuation. Tabelle 6.6 gibt die zugehörigen Energiekosten an. Die niedrigsten Energiekosten werden in Szenario D.B.stat30 mit ungefähr 3.088 Euro erzielt. Der Vorteil in diesem Szenario besteht ausschließlich für die Kundenseite, da die Standardabweichung und damit die Fluktuation in diesem Szenario am höchsten sind. Das für das Energieversorgungsnetz optimale Ergebnis wird in Szenario D.A.dyn30 erreicht. Die Energiekosten betragen in diesem Szenario ca. 3.780 Euro.

---

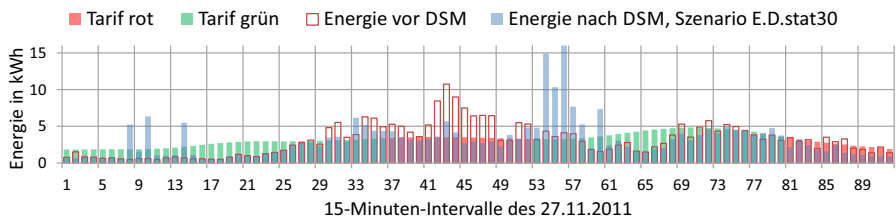
## 6.4 Elektromobilität

---

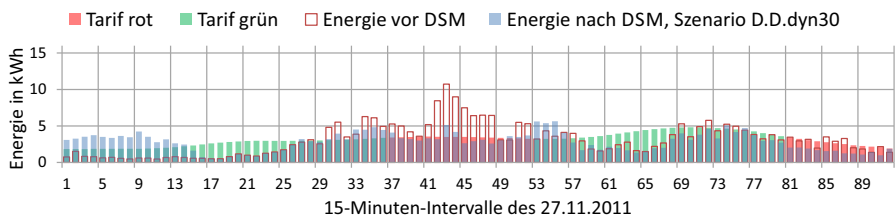
Die Elektromobilität ist derzeit ein umfangreich diskutiertes Thema. Ihre Fürsprecher sehen in dieser eine „grüne Mobilität“, die im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen eine CO<sub>2</sub> neutrale Mobilität ermöglicht. Ihre Gegensprecher sehen in



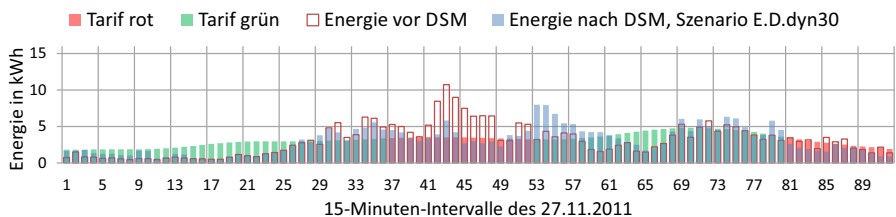
a) Ergebnisse Szenario D.D.stat30, 29 Pkt.  $\Rightarrow$  50 Pkt.



b) Ergebnisse Szenario E.D.stat30, Stat. 29 Pkt.  $\Rightarrow$  72 Pkt.



c) Ergebnisse Szenario D.D.dyn30, Dyn. 29 Pkt.  $\Rightarrow$  63 Pkt.



d) Ergebnisse Szenario E.D.dyn30, 29 Pkt.  $\Rightarrow$  55 Pkt.

**Abbildung 6.7:** Lastmanagement auf Basis des Web2Energy-Tarifs in 30 Haushalten am Tag der höchsten Last am 27.11.2011



**Tabelle 6.5:** Ergebnisse der Szenarien D-E für statisches und dynamisches Demand Response im Smart Grid<sup>[45]</sup>

Szenario	Tarifstufe	vor DSM		nach DSM			
		Energie in kWh	Lastspitze in W	Energie in kWh	Lastspitze in W	Reduktion Spitzenlast in %	Standardabweich. in W
D.A.stat30	HT	14.499	42.927	11.092	29.135	-32,1	9.705
	NT	2.060	20.069	5.480	72.463	+261,1	
D.B.stat30	grün	5.883	37.682	8.568	74.113	+96,7	9.732
	gelb	5.148	42.927	3.916	32.556	-24,2	
	rot	5.528	32.410	4.080	26.174	-19,2	
D.C.stat30		16.559	42.927	16.560	98.930	+130,5	9.763
D.D.stat30	grün	8.637	33.842	10.425	91.798	+171,3	9.888
	rot	7.922	42.927	6.147	72.794	+69,6	
D.A.dyn30	HT	14.499	42.927	10.985	29.321	-31,7	4.320
	NT	2.060	20.069	5.574	35.605	+77,4	
D.B.dyn30	grün	5.883	37.682	8.305	40.096	+6,4	7.036
	gelb	5.148	42.927	4.077	32.692	-23,8	
	rot	5.528	32.410	4.182	27.441	-15,3	
D.C.dyn30		16.559	42.927	16.560	28.269	-34,1	4.035
D.D.dyn30	grün	8.637	33.842	10.007	32.337	-4,4	5.232
	rot	7.922	42.927	6.552	26.916	-37,3	
E.A.stat30	HT	14.499	42.927	13.364	34.583	-19,4	6.728
	NT	2.060	20.069	3.209	41.327	+105,9	
E.B.stat30	grün	5.883	37.682	8.275	65.056	+72,6	8.795
	gelb	5.148	42.927	4.031	36.347	-15,3	
	rot	5.528	32.410	4.280	38.403	+18,5	
E.C.stat30		16.559	42.927	16.560	68.851	+60,4	7.603
E.D.stat30	grün	8.637	33.842	10.145	72.080	+113,0	8.389
	rot	7.922	42.927	6.428	37.690	-12,2	
E.A.dyn30	HT	14.499	42.927	13.357	32.189	-25,0	6.256
	NT	2.060	20.069	3.212	31.185	+55,4	
E.B.dyn30	grün	5.883	37.682	7.835	41.428	+9,9	7.419
	gelb	5.148	42.927	4.412	33.138	-22,8	
	rot	5.528	32.410	4.324	26.214	-19,1	
E.C.dyn30		16.559	42.927	16.560	30.702	-28,5	5.680
E.D.dyn30	grün	8.637	33.842	9.938	36.428	7,6	6.172
	rot	7.922	42.927	6.631	30.639	-28,6	

Szenario X.Y:

X=C: Last ist frei verschiebbar innerhalb des gleichen Tages; X=D: Last ist verschiebbar innerhalb 24h nach ursprünglicher Startzeit; X=E: Verschiebung innerhalb eines vorgegebenen Zeitfensters

Y=A: Zweistufentarif; Y=B: Dreistufentarif; Y=C: EEX PHELIx; Y=D: Web2Energy; stat30=Statisches

Demand Response mit 30 Haushalten; dyn30=Dynamisches Demand Response mit 30 Haushalten;

Die Standardabweichung vor DSM betrug 7.388 W

**Tabelle 6.6:** Elektrische Energiekosten in den Szenarien D-E für 30 Haushalte<sup>[45]</sup>

Szenario	Tarif A in €	Tarif B in €	Tarif C in €	Tarif D in Punkten
ohne DSM	3.845,60	3.294,00	4.059,73	4.668
D.stat30	3.783,67	3.088,40	3.951,62	6.578
D.dyn30	3.778,84	3.106,65	3.964,41	6.117
E.stat30	3.827,06	3.117,45	4.021,32	5.509
E.dyn30	3.826,06	3.138,65	4.025,43	5.393

Referenz-HH = Referenzhaushalt; Der Vergleichbarkeit wegen wurde für den Referenzhaushalt die teuerste Preisstufe aller Tarife mit 23,46 ct pro kWh angenommen.

der Elektromobilität in erster Linie teure Fahrzeuge mit kurzer Reichweite. Eine der größten Herausforderungen der Elektromobilität besteht in der Gewährleistung der CO<sub>2</sub>-neutralen Mobilität, was nur durch Ladung mit CO<sub>2</sub>-neutraler Energie aus z. B. erneuerbaren Energien ermöglicht werden kann. Die Teilnahme von Elektrofahrzeugen am Lastmanagement und das Laden dieser in Abhängigkeit eines mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien korrelierenden Tarifs ist sinnvoll. Durch die Teilnahme am Lastmanagement können zudem Transformatorüberlastungen im Niederspannungsnetz vermieden werden, die durch das zeitgleiche Laden einer großen Anzahl an Elektrofahrzeugen resultieren könnten. Für das Laden von Elektrofahrzeugen können zwei Ansätze unterschieden werden, die in dieser Arbeit im Anwendungsfall „AW2.3: Elektromobilität“ berücksichtigt werden:

- *Grid-To-Vehicle (G2V)*

G2V bezeichnet das Konzept, Elektrofahrzeuge ausschließlich dann zu laden, wenn die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend groß ist.

- *Vehicle-To-Grid (V2G)*

V2G bezeichnet das Konzept, dass Elektrofahrzeuge auch Energie in das Energieversorgungsnetz rückspeisen können, z. B. dann wenn die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien unerwartet ausbleibt.

---

## 6.4.1 Elektromobilitäts-Modell

---

Um die Lastanpassung durch Elektrofahrzeuge abbilden zu können, muss das in Abschnitt 5.5 beschriebene Lastoptimierungs-Modell erweitert werden. Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen können anhand folgender Kennlinien beschrieben werden:

- *I-Kennlinie*<sup>[15]</sup>  
Die Ladung erfolgt bei konstantem Strom ohne Kontrolle der Spannung.
- *Ia-Kennlinie*<sup>[15]</sup>  
Die Ladung erfolgt gemäß der I-Kennlinie. Am Ende der Ladung wird der Ladevorgang automatisch (a) beendet.
- *U-Kennlinie*<sup>[15]</sup>  
Die Ladung erfolgt bei konstanter Spannung. Wenn die Grenzspannung erreicht wird, wird der Strom automatisch abgeregelt.
- *W-Kennlinie*<sup>[15]</sup>  
Der Ladevorgang richtet sich nach der Widerstandskennlinie. Mit zunehmender Ladespannung sinkt der Ladestrom.

Je nach Batterietyp können in einem Ladevorgang auch mehrere Kennlinien zur Anwendung kommen. Zwei oft angewendete Verfahren sind die IUa-Ladung sowie die IUIa-Ladung<sup>[48]</sup>. Beim IUa-Ladeverfahren wird bis zum Erreichen der Gasungsspannung mit konstantem Strom und im Anschluss mit konstanter Spannung geladen<sup>[15]</sup>. Die Grenzspannung liegt unterhalb der Gasungsspannung, wodurch der Strom so stark absinkt, dass ein Überladen der Batterie vermieden wird<sup>[15]</sup>. Der Ladevorgang wird automatisch beendet. Beim IUIa-Ladeverfahren wird zunächst bis zum Erreichen der Gasungsspannung mit konstantem Strom geladen<sup>[15]</sup>. Im Anschluss wird solange mit konstanter Spannung geladen, bis der Strom auf einen bestimmten Wert abgefallen ist<sup>[15]</sup>. Im Anschluss wird erneut mit konstantem Strom geladen. Der Ladevorgang wird automatisch beendet. Das IUa-Ladeverfahren wird primär für LiIon-Batterien eingesetzt, das IUIa-Ladeverfahren hingegen für Bleibatterien<sup>[48]</sup>. Die Ladeleistung des Ladevorgangs kann variieren.

---

Im allgemeinen Sprachgebrauch wird oft zwischen „Normalladung“ und „Schnellladung“ unterschieden. Unter ersterem wird eine Ladung an einer herkömmlichen einphasigen Steckdose (230 V, 16 A Leitungsschutzschalter) mit bis zu 3,7 kW verstanden. Unter einer Schnellladung wird ein Ladevorgang mit einer Leistung größer als 3,7 kW an einem dreiphasigen Anschluss verstanden. Der Vorteil der Schnellladung besteht in der kürzeren Ladedauer, der Nachteil in der größeren Belastung des Energieversorgungsnetzes und der Batterie.

### Das Fahrzeug-Modell

Ziel des Fahrzeug-Modells ist die Bestimmung der Lastverläufe der Ladevorgänge unterschiedlicher Fahrzeuge mit unterschiedlichen SOC-Startwerten<sup>16</sup> sowie einstellbarer Ladedauer. Die Modellbildung erfolgt basierend auf dem institutseigenen Elektrofahrzeug „GEM e2“. Dieses Fahrzeug verfügt über sechs in Reihe geschaltete Blei-Gel-Batterien (12 V, maximale Ladespannung: 14,1 V). Die Kapazität pro Batterie beträgt ca. 100 Ah. In einem ersten Schritt wurde die Leistungsaufnahme während des Ladevorgangs in [48] gemessen. Die Abbildungen 6.8a und 6.8b zeigen die durch Messungen (unterschiedliche SOC-Werte bei Beginn des Ladevorgangs) aufgenommen Leistungskennlinien. Es ist eine Nachladephase erkennbar, während der die Leistungsaufnahme nahezu konstant bleibt. Eine solche Nachladephase wird im Allgemeinen durch einen Ia-Ladevorgang mit nachgeschaltetem IU-Ladevorgang realisiert<sup>[48]</sup>. Daraus lässt sich schließen, dass es sich um einen IU Ia-Ladevorgang handelt, der auch typischerweise bei Bleibatterien dieser Art zum Einsatz kommt. Während der I-Phase wurde ein Leistungsfaktor  $\cos \varphi$  von 0,89 gemessen, der im Verlauf der U-Phase bis auf 0,81 sank<sup>[48]</sup>. Abbildung 6.8c zeigt die übereinander dargestellten Messkurven. Es ist ersichtlich, dass die Ladekurven die gleiche Form aufweisen und bei der zweiten Messung der SOC-Wert zu Beginn des Ladevorgangs größer war als bei der ersten Messung. Diese beiden sowie weitere Messungen zeigten, dass bei SOC-Startwerten bis etwa 70 % die Lastkurven nahezu identisch verlaufen<sup>[48]</sup>. Bei höheren SOC-Startwerten wird zunächst die I-Phase kurz durchlaufen, die eine kurzzeitige Lastspitze zur Folge hat<sup>[48]</sup>. Es schließt sich die U-Phase an. Die Leistungsaufnahme nimmt daraufhin schneller ab

<sup>16</sup> Der State of Charge (SOC) ist ein Kennwert für den Ladezustand von Akkus. Der SOC-Wert kennzeichnet die noch verfügbare Kapazität eines Akkus im Verhältnis zum Nominalwert.

---

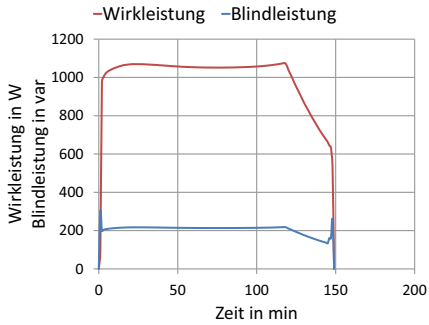
als bei niedrigeren SOC-Startwerten, was durch einen schnell kleiner werdenden Ladestrom erklärt werden kann<sup>[48]</sup>. Die Modellbildung erfolgte mit Unterstützung von [48] in Simulink<sup>17</sup> durch Modellierung des Ladereglers sowie der Batterie. Die „SimPowerSystems-Toolbox“ aus Simulink verfügt bereits über ein Batterie-Modell für Blei- und Lithium-Ionen-Batterien, welches angepasst wurde. Da primär Elektrofahrzeuge mit Lithium-Ionen-Batterien abgebildet werden sollen, wird im Modell die Vereinfachung getroffen, dass nur IU-Kennlinien modelliert werden. Eine Vorladephase wird der Einfachheit wegen ebenfalls nicht modelliert. Diese hätte ohnehin keinen großen Einfluss auf den Lastverlauf des Ladevorgangs. Das Modell ist auch für andere Elektrofahrzeug-Typen anwendbar und wird in dieser Arbeit für die Modellierung der elektrischen Lasten der Elektrofahrzeuge hinsichtlich der Evaluierung des Anwendungsfalls „AW2.3 Elektromobilität“ in Kapitel 7 verwendet. Abbildung 6.8e stellt die Verläufe der gemessenen und simulierten Lastprofile des Elektrofahrzeugs GEM e2 vergleichend dar.

### **Das Fahrzeiten-Modell**

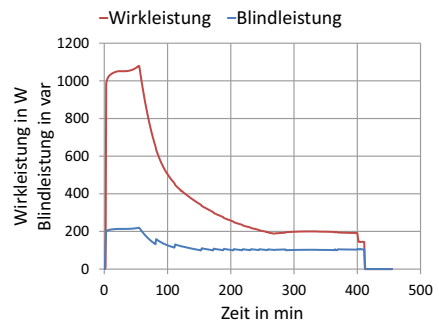
In Rahmen dieser Dissertation wurde mit Unterstützung von [40] ein Fahrzeiten-Modell auf Basis der Studie „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2002“ (siehe [13]) entwickelt, welches auf Basis des Datensatzes der Studie  $n$  Fahrzeuge aus den Datensätzen auswählt und die Abfahrts- sowie Ankunftszeiten und Fahrt dauern dieser in ein Excel Profil überträgt. Mit diesem Modell ist es möglich, realistische Werte für die Abfahrts-, Ankunfts- sowie Fahrzeiten für eine beliebige Anzahl von Elektrofahrzeugen zu bestimmen. Das Modell ermöglicht die zeitliche Verteilung der Ladungen der im Fahrzeug-Modell modellierten Elektrofahrzeuge und dient der Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“ in Kapitel 7.

---

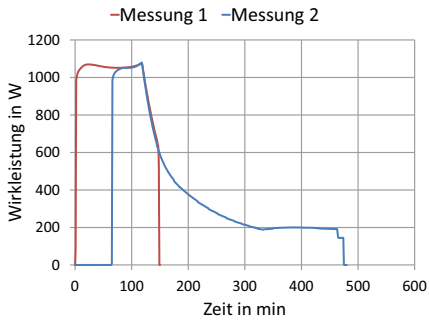
<sup>17</sup> Simulink ist eine Blockdiagrammumgebung für die Mehrdomänen-Simulation und dem modellbasiertem Design. Simulink unterstützt den Entwurf und die Simulation auf Systemebene und ermöglicht außerdem die automatische Code-Generierung und das kontinuierliche Testen und Verifizieren von Embedded Systems.



a) Erste Referenzmessung



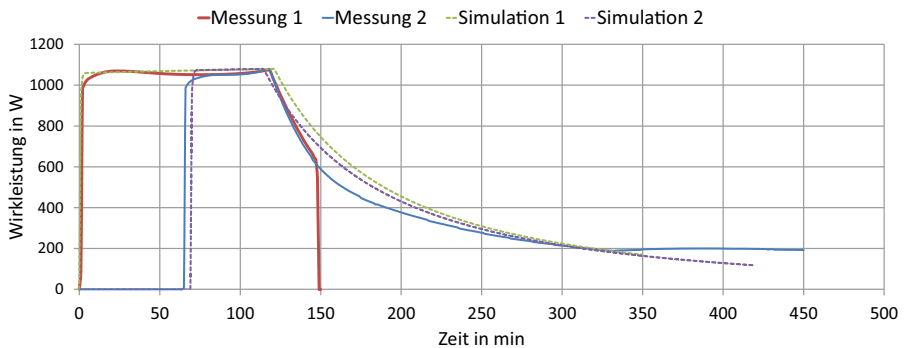
b) Zweite Referenzmessung



c) Vergleich de Referenzmessungen



d) Elektrofahrzeug GEM e2



e) Vergleich Messungen und Simulationen

**Abbildung 6.8:** Modellbildung Elektrofahrzeug GEM e2<sup>[48]</sup>

---

## 6.5 Zusammenfassung und Fazit

---

In diesem Kapitel wurde die Methode der Anwendungsfälle eingeführt. Diese wird verwendet, um ein Lastmanagement-Setup zu definieren und um insbesondere die Interaktion von Demand Response und Demand Side Management beschreiben und untersuchen zu können. Am Beispiel der Anwendungsfälle und einem Referenzhaushalt wird das statische sowie dynamische Demand Response untersucht und gezeigt, dass das statische Demand Response hinsichtlich der regionalen Energieeffizienz nicht geeignet ist. Am Ende des Kapitels wurden das Fahrzeug- und Fahrzeiten-Modell für die Elektromobilität vorgestellt, welche zur Modellierung der zeitlichen Verteilung der Ladungen und der Bestimmung der Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge im Rahmen der im folgenden Kapitel vorgestellten Lastflussberechnungen dienen. Die in diesem Kapitel definierten Anwendungsfälle stellen die Basis für die Umsetzbarkeit der in Kapitel 8 entwickelten realen Lastmanager dar.





---

# 7 Evaluation der Anwendungsfälle anhand von Fallbeispielen

In diesem Kapitel werden die Anwendungsfälle anhand realer Fallbeispiele mittels Lastflussberechnungen evaluiert.

---

## 7.1 Evaluationskriterien

---

Der Effekt von Demand Response und Demand Side Management auf das Energieversorgungsnetz und der Beitrag zur Reduktion der Auswirkungen volatiler erneuerbarer Energien wird in dieser Arbeit übergeordnet durch den Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“ beschrieben. Dieser Anwendungsfall kann nicht ausschließlich durch die Berechnung des Lastmanagement-Potentials wie in Kapitel 5 evaluiert werden, da der Einfluss des Energieversorgungsnetzes zu berücksichtigen ist. Drei weitere Kriterien werden für die Evaluation dieses Anwendungsfalls verwendet:

- *Verlauf der Residuallast im Energieversorgungsnetz*
- *Spannungen an den Netzknoten*
- *Belastung der Betriebsmittel*

Nach dem Verbraucherzählpfeilsystem wird die verbrauchte Leistung positiv und die erzeugte Leistung negativ gezählt. Die Residuallast ergibt sich aus der Summe der Netzlast  $P_{\text{grid}}$  sowie der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien  $P_{\text{EE}}$ :

$$P_{\text{res}} = P_{\text{grid}} + P_{\text{EE}} \quad \text{mit } P_{\text{grid}} \geq 0 \text{ und } P_{\text{EE}} \leq 0 \quad (7.1)$$

---

Aufgrund der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien weist die Residuallast eine höhere Fluktuation auf, als die eigentliche Netzlast. In der Folge müssen thermische Kraftwerke eine weitaus größer fluktuierende Last abdecken. Notwendige positive Regelleistung wird durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, die im Teillastbetrieb betrieben werden und bei Bedarf hochgeregelt werden können. Negative Regelleistung wird durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, die im Vollastbetrieb betrieben werden und bei Bedarf abgeregelt werden können. Insbesondere kritisch sind schnelle Lastwechsel, da diese technisch bedingt bei z. B. thermischen Kraftwerken nur langsam vonstatten gehen. Zudem ist der Betrieb im Teillastbetrieb CO<sub>2</sub> intensiver. Hinsichtlich der Einsatzplanung thermischer Kraftwerke ist zudem die Prognostizierbarkeit der Residuallast schwierig. Während die Netzlast relativ gut prognostizierbar ist, ist die Einspeisung erneuerbarer Energien, bedingt durch meteorologische Abhängigkeiten, nur schwer prognostizierbar. In der Folge muss zusätzliche Regelleistung vorgehalten werden, um Prognosefehler zu kompensieren. Das Ziel eines Lastmanagements aus Sicht des Energieversorgungsnetzes ist die Glättung der Residuallast, um die Einsatzplanung des thermischen Kraftwerksparks wirtschaftlicher gestalten zu können.

In Energieversorgungsnetzen mit großer Durchdringung mit erneuerbaren Energien kann eine große Einspeisung insbesondere im Niederspannungsnetz zu unzulässig hohen Spannungsanstiegen führen. Große Lasten hingegen senken die Spannung ab. Das Ziel eines Lastmanagements ist u. a. hohen Spannungsanstiegen oder -abfällen entgegenzuwirken. Der Spannungsverlauf in einem Energieversorgungsnetz kann daher als Indikator für die Evaluation von Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“ aufgefasst werden. Die Spannung muss innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen verlaufen. Zu hohe Belastungen von Betriebsmitteln können zwar einerseits eine Motivation für ein Lastmanagement darstellen, andererseits können aus einem falsch durchgeführten Lastmanagement auch Überlastungen von Betriebsmitteln resultieren. Die Belastung der Betriebsmittel, z. B. Leitungen und Transformatoren, ist ein Indikator dafür, ob ein Lastmanagement in Bezug auf alle Randbedingungen in einem Energieversorgungsnetz erfolgreich ist.

---

## 7.2 Gesamtmodell für die Evaluation

---

Für die Lastflussberechnungen werden die in dieser Arbeit beschriebenen Simulationsmodelle zu einem Gesamtmodell zusammengefügt. Abbildung 7.1 zeigt das zugehörige Schema. Durch das in Abschnitt 5.5 vorgestellte Lastsimulations-Modell wird das Setup der anzupassenden Lasten festgelegt. Durch das in Abschnitt 6.4.1 vorgestellte Elektromobilitäts-Modell inklusive der Teilmodelle Fahrzeiten- und Fahrzeug-Modell wird das Setup für die Elektrofahrzeuge festgelegt. Basierend auf beidem wird durch das Lastoptimierungs-Modell die Lastanpassung berechnet. Entsprechende Randbedingungen wie z.B. Startzeitintervalle etc. werden berücksichtigt. Als Zwischenergebnis ergibt sich das bereits in Kapitel 5 behandelte Lastmanagement-Potential für das Demand Side-Management. Die durch das Lastoptimierungs-Modell bestimmten optimierten Lastverläufe werden in die Netzsimulationssoftware NEPLAN<sup>1</sup> exportiert. Auf diese Weise können den einzelnen Netzknoten die durch das Lastmanagement-Tool berechneten Lastprofile automatisiert zugeordnet werden. Durch die abschließenden Lastflussberechnungen können die genannten Kriterien Residuallastverlauf, Spannungen an Netzknoten und Belastung der Betriebsmittel bzw. die Effekte und Auswirkungen von Demand Response und Demand Side Management auf das Energieversorgungsnetz evaluiert werden. Im Folgenden erfolgt die Evaluation anhand der Fallbeispiele eines real existierenden Nieder- und Mittelspannungsnetzes.

---

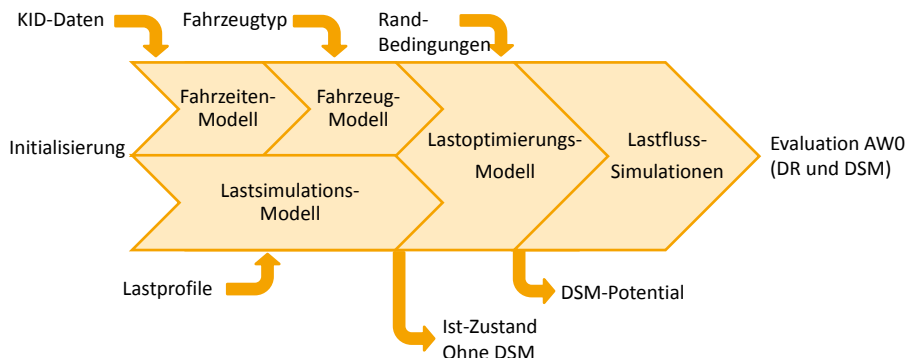
## 7.3 Fallbeispiel eines Niederspannungsnetzes

---

Bei dem Niederspannungsnetz handelt sich um ein 0,4kV-Energieversorgungsnetz mit 81 Haushalten im ländlichen Raum. Die Daten des Energieversorgungsnetzes stammen aus [51]. Die Untersuchung des Niederspannungsnetzes erfolgte anhand von Lastflussberechnungen mit der Netzsimulationssoftware NEPLAN. Das Energieversorgungsnetz wurde im Rahmen dieser Dissertation mit Unterstützung von [48] dahingehend modifiziert und ergänzt, dass Lastanpassungen unter Verwendung des in Abbildung 7.1 dargestellten Gesamtmodells simuliert werden können. Vor den

---

<sup>1</sup> NEPLAN ist das Planungs- und Informationssystem zum Management, zur Analyse und zur Optimierung von Gas- und Wassernetzen sowie elektrischen Netzen in allen Spannungsbereichen.



**Abbildung 7.1:** Gesamtmodell für die Evaluation von „AW0: Residualastglättung“

eigentlichen Lastmanagement-Simulationen wurden, unterstützt durch [48], Lastflussberechnungen durchgeführt, um Knoten sowie Betriebsmittel im betrachteten Niederspannungsnetz zu ermitteln, die bei einem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien, bzw. steigender Anzahl an Elektrofahrzeugen, zu Problemen führen könnten. Diese sind in Abbildung 7.2 farblich markiert:

- *Knoten K1*

Dieser Knoten ist der nächstgelegene Knoten zum Transformator und wird überwacht, um ggf. kritische Überspannungen aufgrund zu hoher Rückspeisungen in die 20 kV-Spannungsebene zu erkennen.

- *Knoten K2 und K3*

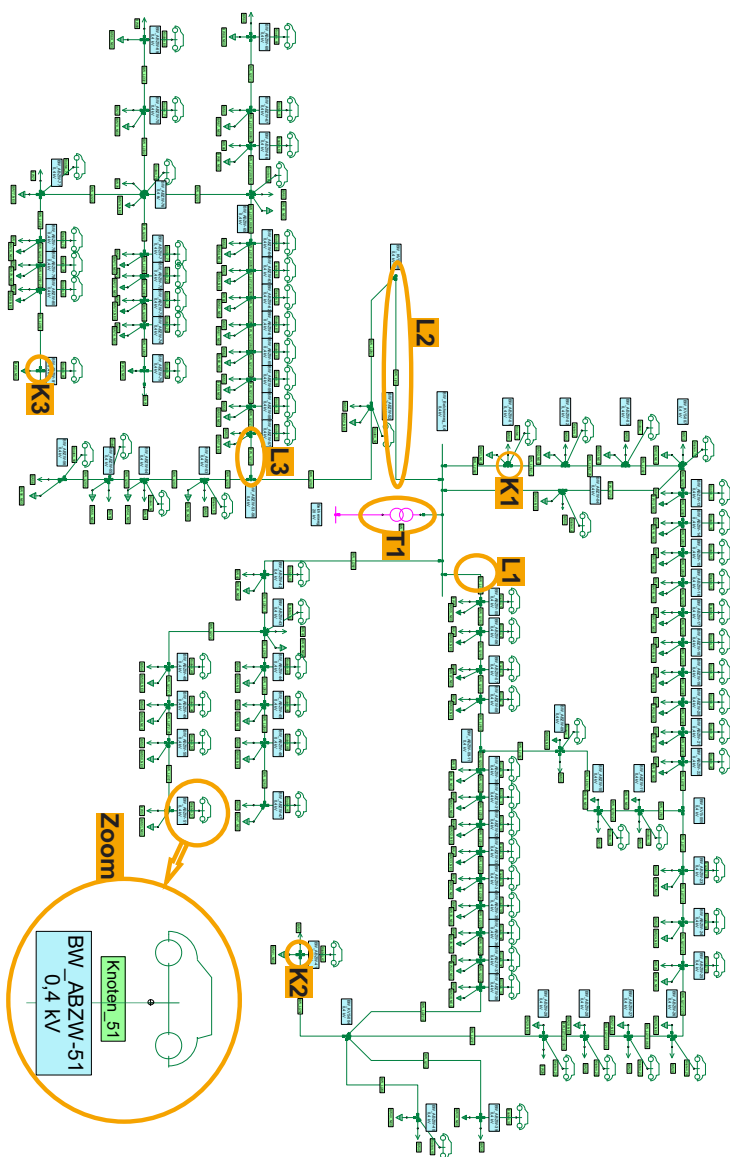
Diese Knoten befinden sich in großem Abstand zur Sammelschiene und werden überwacht, um ggf. kritische Spannungszustände zu erkennen.

- *Transformator T1*

Der Transformator T1 wird überwacht, um ggf. Überlastungen von Transformatoren, bedingt durch z.B. hohe gleichzeitige Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen zu erkennen.

- *Leitungen L1, L2 und L3*

Bei diesen Leitungen wird die Belastung überwacht, um eventuelle Überlastungen zu erkennen.



**Abbildung 7.2:** Betrachtetes an der 20 kV-Spannungsebene angeschlossenes 0,4 kV-Niederspannungsnetz

Für die einzelnen Haushalte des Energieversorgungsnetzes sind bereits im vorhandenen Netzmodell BDEW-Standardlastprofile hinterlegt. Hinsichtlich Lastmanagement-Berechnungen sind diese ungeeignet, da die Profile keine Lastspitzen etc. enthalten, sondern gemittelt sind. Diese Problematik ist kaum zu vermeiden, da Daten von elektronischen Haushaltszählern, aufgrund der fehlenden flächendeckenden Einführung, bislang nicht erhältlich sind<sup>2</sup>. Um Lastanpassungen mit Haushaltsgeräten simulieren zu können, müssen die BDEW-Standardlastprofile zunächst um die Lastprofile der Haushaltsgeräte bereinigt werden. Für die Bereinigung werden die statistischen Lastgänge für Haushaltsgeräte aus [33] verwendet. Diese statistischen Lastgänge beschreiben für verschiedene Gerätetypen  $q$  (z. B. Waschmaschine, Trockner etc.) den gemittelten 24-stündigen Lastgang  $P_{q,\text{stat}}$ , welcher sich aus statistischen Daten, basierend auf Lastprofilen vieler Geräte unterschiedlicher Startzeiten, zusammensetzt. Zunächst müssen die statistischen Lastgänge auf die in dieser Arbeit verwendeten Geräte (siehe Abbildung A.1) skaliert werden, so dass deren Energieverbräuche identisch mit denen der einzelnen Geräte sind. Der Skalierungsfaktor  $a_q$  eines Gerätetyps  $q$  mit dem Lastprofil  $P_{Li,q}(t)$ , welches im Zeitraum  $[t_{Li,q,A}, t_{Li,q,\Omega}]$  betrieben wird, bestimmt sich aus folgender Beziehung:

$$\int_{t_{Li,q,A}}^{t_{Li,q,\Omega}} P_{Li,q}(t) dt \stackrel{!}{=} a_{Li,q} \cdot \int_0^{24\text{h}} P_{q,\text{stat}} dt \quad (7.2)$$

Das bereinigte Standardlastprofil<sup>3</sup>  $P_{\text{SL}}$  bestimmt sich aus dem BDEW-Standardlastprofil  $P_{\text{BDEW}}$  für den Zeitraum zwischen 00:00 Uhr und 24:00 Uhr wie folgt:

$$P_{\text{SL}}(t) = P_{\text{BDEW}}(t) - \sum_{i=1}^n a_{Li,q} P_{q,\text{stat}}(t) \quad (7.3)$$

<sup>2</sup> Die Messdaten des elektronischen Haushaltszählers des Referenzhaushalts lagen zu diesem Zeitpunkt noch nicht vor.

<sup>3</sup> Indexbereinigtes Standardlastprofil: SL

Hierbei bezeichnet  $n_L$  die Anzahl der Gerätetypen und  $n$  die Anzahl der verschiebbaren Lasten  $Li$ . Für die Blindleistung wird ein konstanter  $\cos \varphi$ -Faktor von 0,95 verwendet. Die skalierten Lastgänge der Haushaltsgeräte sind in Abbildung 7.3e dargestellt.

---

### 7.3.1 Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.2: Lastmanagement“

---

Der in dieser Arbeit betrachtete Anwendungsfall „AW2.2: Lastmanagement“ bezieht sich auf die Anpassung von Lasten, die im Privathaushalt vorhanden sind. In diesem Abschnitt wird das Potential dieses Anwendungsfalls am Beispiel des vorhandenen Niederspannungsnetzes untersucht. Hierfür wird das Leistungsband ermittelt, innerhalb dessen die Gesamtlast im betrachteten Energieversorgungsnetz schwanken kann. Dieses Band unterliegt gewissen Randbedingungen. Die Grenzen des Bandes bestimmen sich aus Extrembedingungen, die in der Realität nur selten zutreffen. Das Band bezieht sich auf die statistischen Lastverläufe, hohe Lastspitzen können daher nicht auftreten. Das Lastband bildet folglich mit großer Wahrscheinlichkeit das Band ab, in dem sich die Last tatsächlich bewegen kann. Es gelten folgende Randbedingungen<sup>[48]</sup>:

- Jeder Haushalt im Energieversorgungsnetz verfügt über eine Waschmaschine, einen Trockner sowie eine Spülmaschine.
- Jedes dieser Haushaltsgeräte wird einmal am Tag eingesetzt.
- Dem Betrieb der Haushaltsgeräte werden vier verschiedene Verhaltensweisen zu Grunde gelegt (vgl. Tabelle 7.1).

Die Ober- und Untergrenze des Lastbandes berechnet sich für  $n_H$  Haushalte mit  $n$  verschiebbaren Lasten  $Li$  bei einer Lastmanagement-Nutzerakzeptanz von  $\eta_{tln}$  wie folgt:

$$P_{L,max}(t) = n_H \left( P_{BDEW}(t) + \eta_{tln} \sum_{i=1}^n [P_{Li,q}(t) - a_{Li,q} P_{q,stat}(t)] \right) \quad (7.4)$$

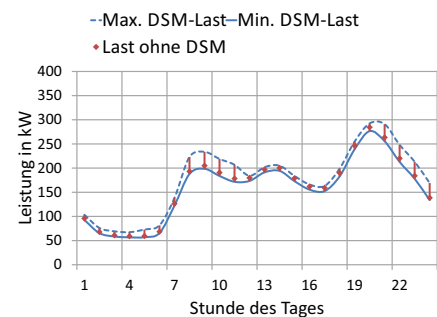
$$P_{L,min}(t) = n_H \left( P_{BDEW}(t) - \eta_{tln} \sum_{i=1}^n a_{Li,q} P_{q,stat}(t) \right) \quad (7.5)$$

**Tabelle 7.1:** Verhaltensweise für den Betrieb von Haushaltsgeräten<sup>[48]</sup>

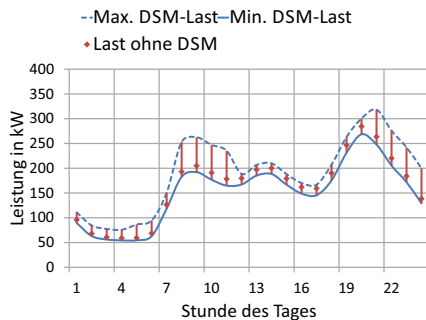
Gerät	Verhalten 1	Verhalten 2	Verhalten 3	Verhalten 4
	Zeitfenster in hh:mm	Zeitfenster in hh:mm	Zeitfenster in hh:mm	Zeitfenster in hh:mm
Waschmaschine	04:00 – 07:00	04:00 – 07:00	17.00 – 20:00	17.00 – 20:00
Trockner	07:00 – 11:00	07:00 – 11:00	20:00 – 00:00	20:00 – 00:00
Spülmaschine	19.00 – 07:00	07:00 – 19:00	19:00 – 07:00	07:00 – 19:00

Die Abbildungen 7.3a bis 7.3d zeigen das Leistungsband für verschiedene Lastmanagement-Nutzerakzeptanzen der 81 Haushalte des betrachteten Niederspannungsnetzes. Hierbei werden die in Tabelle 7.1 angegebenen Verhaltensarten berücksichtigt. Die roten Datenpunkte stellen das jeweilige Stundenmittel des tatsächlichen Lastgangs der Wirkleistung am Transformator da. Die vom Stundenmittel ausgehende Abweichung stellt das positive bzw. negative Lastmanagement-Potential dar. Das Potential der Haushaltsgeräte für das Lastmanagement beträgt im betrachteten Niederspannungsnetz weniger als 100 kW. Abbildung 7.3 trifft keine Aussagen über mögliche Auswirkungen auf das Energieversorgungsnetz. Im Abendbereich besteht ein Potential, das zu einem Wirkleistungsverbrauch (größer als 317 kW) führen würde, dass den Transformator (Bemessungsscheinleistung 400 kVA) überlasten würde. Die Lastspitze ist 17% größer als das Stundenmittel. Das bedeutet, dass ab einer Nutzerakzeptanz bzw. Teilnahme von mehr als 50% das Lastmanagement-Potential nicht zu jedem Zeitpunkt komplett ausgenutzt werden kann, da Betriebsmittel überlastet werden. Es sei angemerkt, dass in Realität das gleichzeitige Einschalten aller elektrischen Geräte bzw. Lasten sehr unwahrscheinlich ist. Tritt der Fall aufgrund des Lastmanagements ein, so wäre die Transformatorüberlastung das Resultat einer falschen Lastmanagement-Strategie. Abbildung 7.3f zeigt die Folgen eines statischen Lastmanagements mit falscher Anpassungsstrategie im Abendbereich für 58 Haushalte. Der Lastgang des Transformators verdeutlicht, dass die Bemessungsscheinleistung erreicht wird, obwohl das positive Lastmanagement-Potential (vgl. Abbildung 7.3) noch nicht ausgeschöpft ist. Aus Abbildung 7.3 ist erkennbar, dass

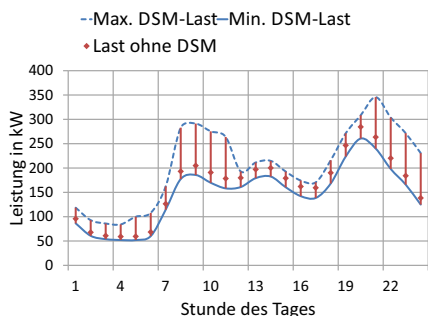




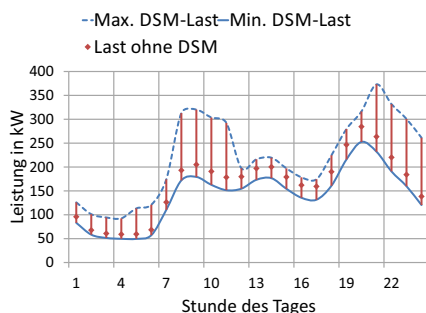
a) DSM-Potential bei 25 % Nutzerakzeptanz



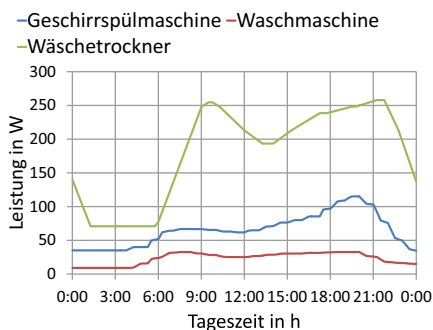
b) DSM-Potential bei 50 % Nutzerakzeptanz



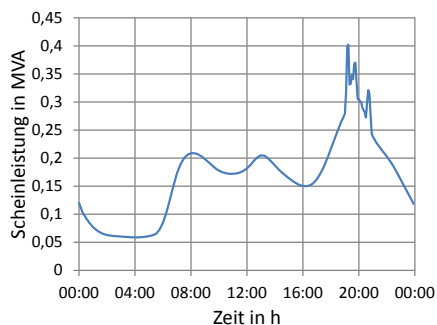
c) DSM-Potential bei 75 % Nutzerakzeptanz



d) DSM-Potential bei 100 % Nutzerakzeptanz



e) Skalierte Lastgänge Haushaltsgeräte<sup>[48]</sup>



f) Lastgang Transformator<sup>[48]</sup>

**Abbildung 7.3:** Lastmanagement-Potential ohne Elektromobilität im betrachteten Niederspannungsnetz

---

Anwendungsfall „AW2.2: Lastmanagement“ in diesem Fallbeispiel nur geringes Lastmanagement-Potential bietet.

---

### 7.3.2 Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“

---

In diesem Abschnitt wird das Potential des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“ auf das vorhandene Niederspannungsnetz untersucht. Insbesondere wird ermittelt, ab welcher Anzahl an Elektrofahrzeugen erste negative Auswirkungen auf das Energieversorgungsnetz entstehen. Folgende Randbedingungen werden angenommen:

- Die maximale Ladeleistung pro Fahrzeug beträgt 3,6 kW.
- Die Ladestationen befinden sich an den Gebäuden.
- Die Betrachtung erfolgt an einem Tag im Winter, da die Last im Winter üblicherweise größer ist als im Sommer (Worst-Case-Abschätzung).
- Die Fahrzeuge verfügen über Lithium-Ionen-Batterien mit einer Kapazität von 14,6 kWh.
- Der SOC-Wert wird zu Beginn der Ladungen mit 15 % angenommen.

Nach derzeitigem Stand der Technik beträgt die Reichweite von Fahrzeugen mit einer solchen Batterie durchschnittlich 75 km und wird damit der durchschnittlichen täglichen Fahrleistung privater Autohalter in Deutschland gerecht<sup>[40]</sup>. In der Worst-Case-Betrachtung werden die Fahrzeuge im Nachmittagsbereich ab 17:00 Uhr geladen, da sich dieser Zeitraum mit dem Auftreten der Spitzenlast im betrachteten Niederspannungsnetz überschneidet und zudem die meisten Personen in diesem Zeitraum mit ihren Fahrzeugen von der Arbeit nach Hause zurückkehren. Die Fahrzeuge werden im Worst-Case-Fall zeitgleich geladen. In der Lastflussberechnung wird die Anzahl der Fahrzeuge sukzessive erhöht, bis erste Problematiken, z. B. Überlastung des Transformators oder Spannungsbandverletzungen, auftreten. Für jede Simulation wird eine möglichst gleichmäßige lokale Verteilung der Ladepunkte angestrebt. Im Worst-Case-Fall tritt ab 23 ladenden Fahrzeugen eine

---

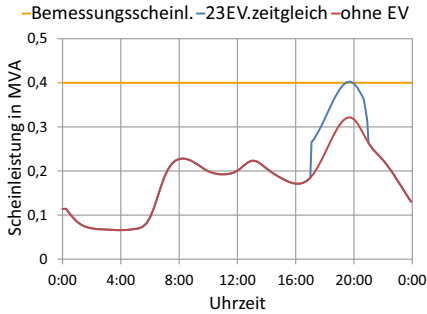
Transformatorüberlastung auf. Es treten keine Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen auf. Die Abbildungen 7.4a bis 7.4c zeigen die Ergebnisse. Im Vergleich zum Worst-Case-Fall treten bei gleicher Fahrzeuganzahl und statistisch realistischen Ladeverhalten (vgl. Abschnitt 6.4.1 bzw. [40]) keine Transformatorüberlastungen auf. Eine Überlastung des Transformators tritt bei statistisch realistischen Ladeverhalten erst ab 46 Fahrzeugen auf. Die Abbildungen 7.4d bis 7.4f zeigen die Ergebnisse. Die Kurven weisen einen ähnlichen Verlauf auf, was durch die gleichmäßig örtlich verteilten Ladepunkte erklärt werden kann. Dies ergibt sich aus der Annahme, dass die Fahrzeuge an den Gebäuden der Bewohner geladen werden. Die Situation würde sich verschlechtern, falls viele Fahrzeuge an gleicher Örtlichkeit laden würden. Um das Potential des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“ bestimmen zu können, wird die gleiche Simulation für ein lastmanagementabhängiges Laden der Elektrofahrzeuge für eine Nutzerakzeptanz von knapp 75 % (59 Fahrzeuge nehmen am Lastmanagement teil, 22 Fahrzeuge laden zu den ursprünglich geplanten Zeitpunkten) durchgeführt. Da die Zeitfenster, innerhalb denen eine Ladung stattfinden darf, wesentliche Randbedingungen darstellen, werden basierend auf dem Fahrzeiten-Modell die daraus resultierenden statistischen Abfahrts- und Ankunftszeiten als Randbedingungen für die Simulation verwendet. In Abbildung 7.5 sind die prozentualen Anteile der an einem Werktag abfahrenden sowie ankommenden Fahrzeuge dargestellt. Abbildung 7.6a zeigt die für das Lastmanagement verwendete Sollkurve, die in Abhängigkeit des Lastgangs am Transformator erstellt wurde. Abbildung 7.6b bis Abbildung 7.6d stellen die Ergebnisse im Vergleich zu den vorherigen Simulationen dar. Durch das Lastmanagement der Elektrofahrzeuge wird die Transformatorüberlastung (trotz einer größeren Anzahl an Elektrofahrzeugen als im Worst-Case-Fall) vermieden. Die Leitungen werden weniger belastet, Spannungsbandverletzungen treten nicht auf. Anwendungsfall „AW2.3 Elektromobilität“ ist für das Management von Elektrofahrzeugen im Niederspannungsnetz geeignet.

---

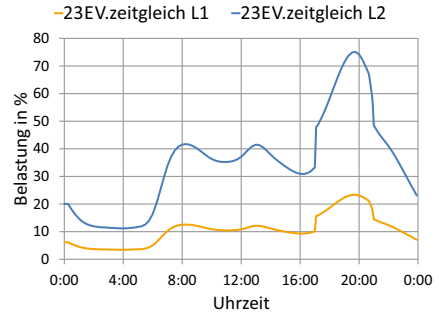
### 7.3.3 Einfluss von Photovoltaik-Anlagen

---

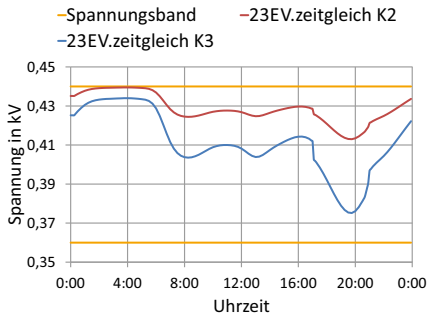
Insbesondere in Deutschland sind Photovoltaik-Anlagen im Niederspannungsnetz aufgrund der EEG-Förderung großflächig ausgebaut. Die Energieerzeugung dieser



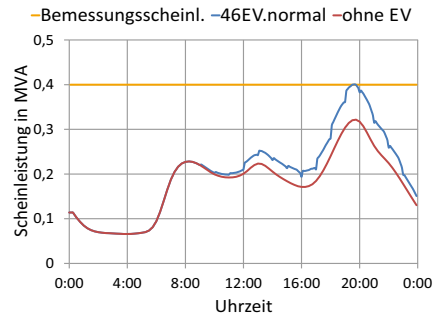
a) Lastgang Transformator, 23 EV, zeitgl. Laden



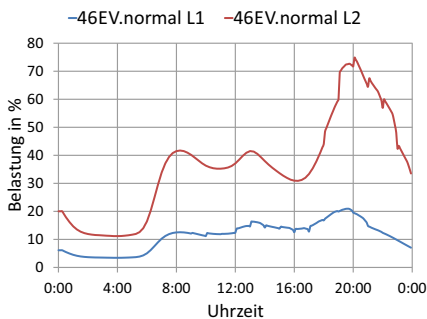
b) Leitungsbelastung, 23 EV, zeitgl. Laden



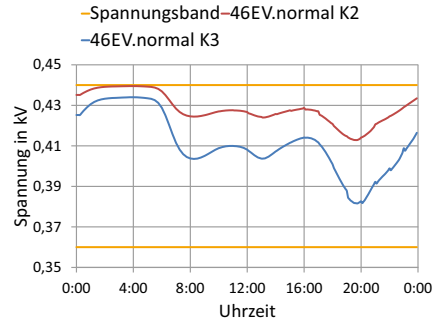
c) Spannungsverlauf, 23 EV, zeitgl. Laden



d) Lastgang Transformator, 46 EV, realist. Laden

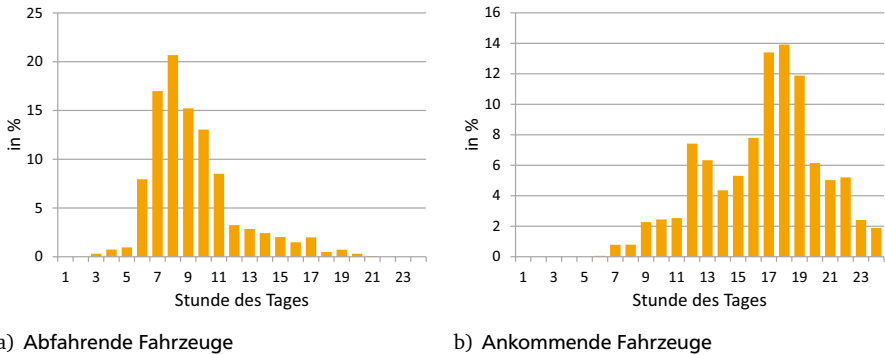


e) Leitungsbelastung, 46 EV, realist. Laden



f) Spannungsverlauf, 46 EV, realist. Laden

**Abbildung 7.4:** Maximale Anzahl an Elektrofahrzeugen, die im betrachteten Niederspannungsnetz geladen werden können

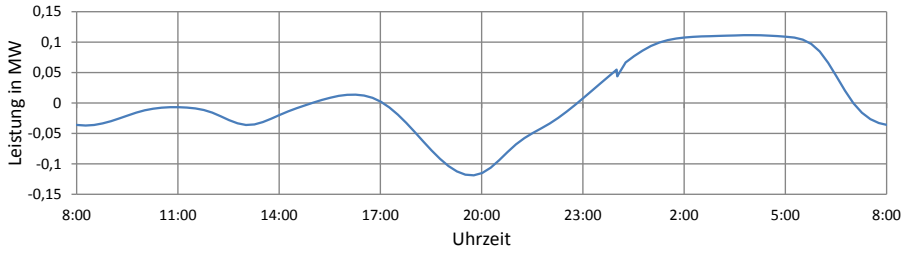


**Abbildung 7.5:** Anteile der an einem Werktag abfahrenden sowie ankommenden Fahrzeuge

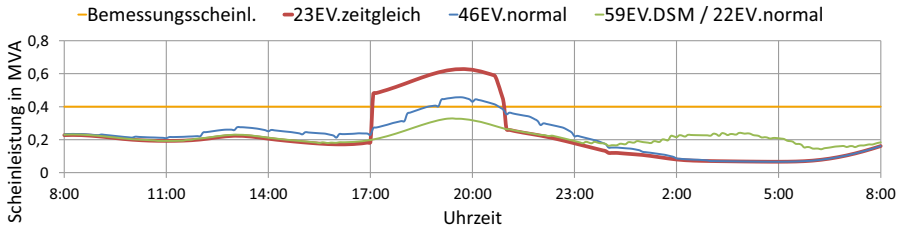
Anlagen kann positiv, aber auch negativ, auf das Energieversorgungsnetz einwirken. Falls zeitgleich zur Photovoltaik-Einspeisung ein Bedarf an elektrischer Leistung besteht, so ist dies von Vorteil. Falls die Einspeisung zu einem Zeitpunkt stattfindet, zu welchem kein Bedarf an elektrischer Leistung besteht, so ist dies von Nachteil. In der Folge kann die Spannung im Energieversorgungsnetz unzulässig ansteigen, da derzeit keine Regelelemente für die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz vorhanden sind. Die Interaktion von Elektromobilität, Gebäuden und Photovoltaik wird am Beispiel von 40 Elektrofahrzeugen untersucht, welche statistisch verteilt geladen werden. In 2010 betrug die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen im betrachteten Niederspannungsnetz 26 kWp, was nur einem geringen Ausbau entspricht<sup>[48]</sup>. Die Simulation erfolgt für einen Sommertag. Abbildung 7.7 zeigt, dass sich Elektromobilität und Photovoltaik insbesondere in der Mittagszeit erwartungsgemäß gegenseitig begünstigen.

### 7.3.4 Lastanpassung an die Residuallast

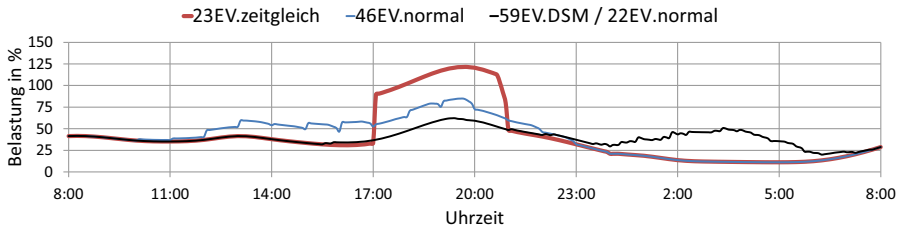
Um die Wechselwirkung der Anwendungsfälle „AW2.2: Lastmanagement“ und „AW2.3: Elektromobilität“ für einen größeren Ausbaugrad an Photovoltaik-Anlagen ermitteln zu können, wird die Photovoltaik-Einspeisung konform zu [51] auf



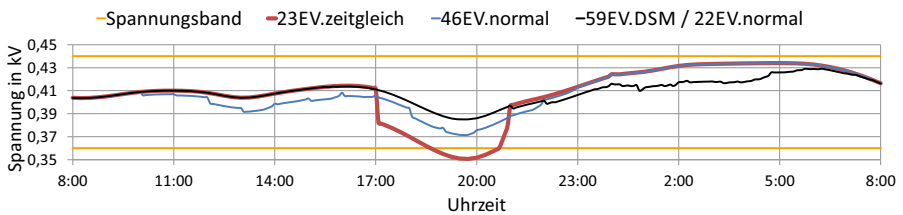
a) Sollkurve



b) Lastgänge Transformator

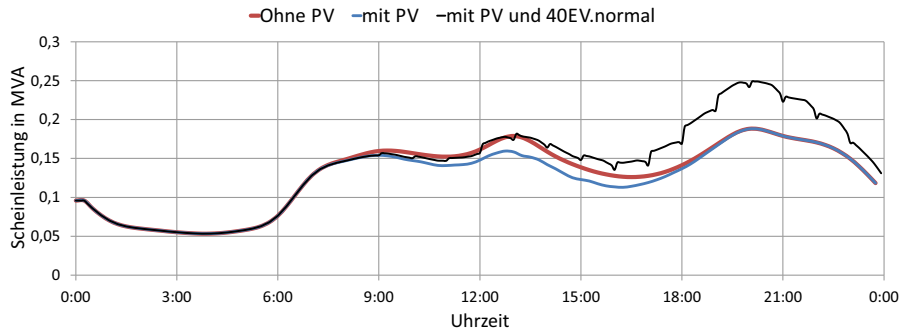


c) Leitungsbelastung Leitung L2

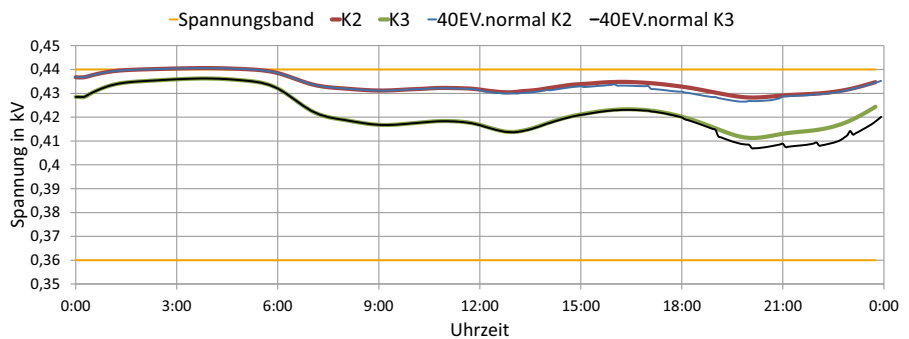


d) Spannungsverläufe

**Abbildung 7.6:** Vergleich zwischen Worst Case, Normalfall und Lastmanagement



a) Lastgang Transformator



b) Spannungsverläufe K2 und K3 mit Photovoltaik

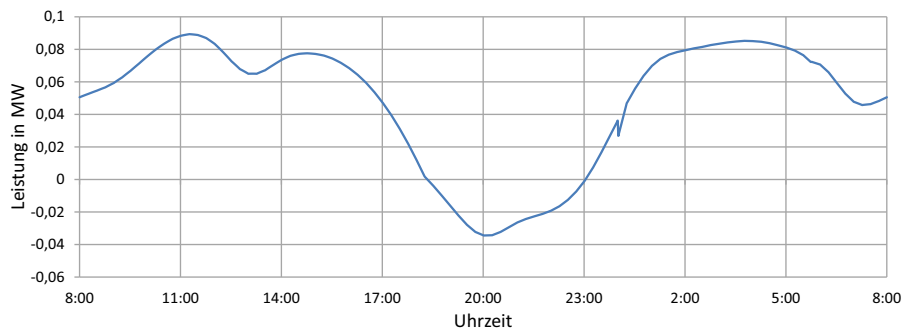
**Abbildung 7.7:** Lastgang am Transformator und Spannungsverläufe unter Einfluss von Photovoltaik-Anlagen

130 kWp für das Jahr 2020 skaliert. Dieser Wert ergibt sich aus Untersuchungen in [51] u. a. zum Potential freier Dachflächen für Photovoltaik-Anlagen anhand von Satellitenbildern. Für Anwendungsfall „AW2.2: Lastmanagement“ gelten die in Abschnitt 7.3.1 definierten Randbedingungen. Da ein Sommertag simuliert wird, wird vorausgesetzt, dass nur 50% der Trockner zum Einsatz kommen, da diese im Sommer seltener benutzt werden<sup>[48]</sup>. Tabelle 7.2 zeigt die angepassten Verhaltensweisen für den Betrieb der Haushaltsgeräte. Für Anwendungsfall „AW2.3: Elektromobilität“ wird angenommen, dass 59 Fahrzeuge am Lastmanagement teilnehmen. Weitere 22 Fahrzeuge werden statistisch verteilt geladen (gemäß dem Fahrzeiten-Modell in Abschnitt 6.4.1). Zielsetzung des Lastmanagements ist die vermehrte Abnahme der durch Photovoltaik-Anlagen erzeugten Energie und der damit verbundenen Lastverschiebung in die Mittagszeit<sup>[48]</sup>. Abbildung 7.8a stellt die aus der Residuallast extrahierte Sollkurve für die Optimierung dar. Die Abbildungen 7.8b und 7.8c zeigen den Verlauf der Scheinleistung am Transformator sowie den Verlauf der Spannung am Netzknoten K2. Durch Anwendungsfall „AW2.2 Lastmanagement“ werden mehrere Lasten in die Mittagsstunden verschoben. Durch den Anwendungsfall „AW2.3 Elektromobilität“ kann zur Mittagszeit teilweise bis zu 40 kW mehr Leistung abgenommen werden. Da einige Elektrofahrzeuge erst abends verfügbar sind, ergibt sich ein zusätzlicher Lastanstieg abends. Es werden keine Betriebsmittel überlastet.

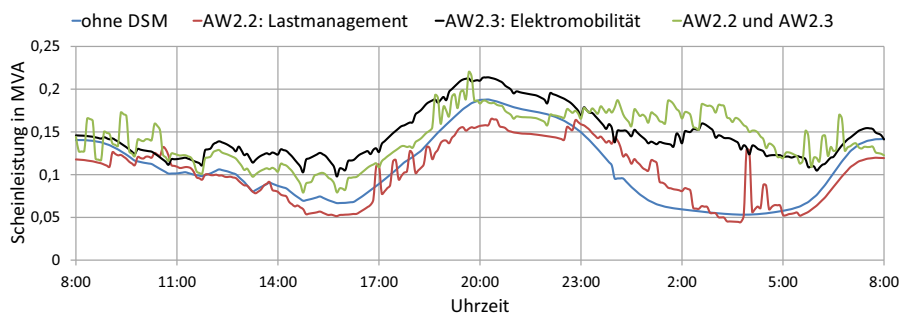
**Tabelle 7.2:** Randbedingungen für den Betrieb der Haushaltsgeräte für „AW2.2: Lastmanagement“ und „AW1.3: Elektromobilität“<sup>[48]</sup>

Gerät	Verhalten 1	Verhalten 2	Verhalten 3	Verhalten 4
	Zeitfenster in hh:mm	Zeitfenster in hh:mm	Zeitfenster in hh:mm	Zeitfenster in hh:mm
Waschmaschine	04:00 – 07:00	04:00 – 07:00	17.00 – 20:00	17.00 – 20:00
Trockner	/	07:00 – 11:00	/	20:00 – 01:00
Spülmaschine	19.00 – 07:00	07:00 – 19:00	19:00 – 07:00	07:00 – 19:00

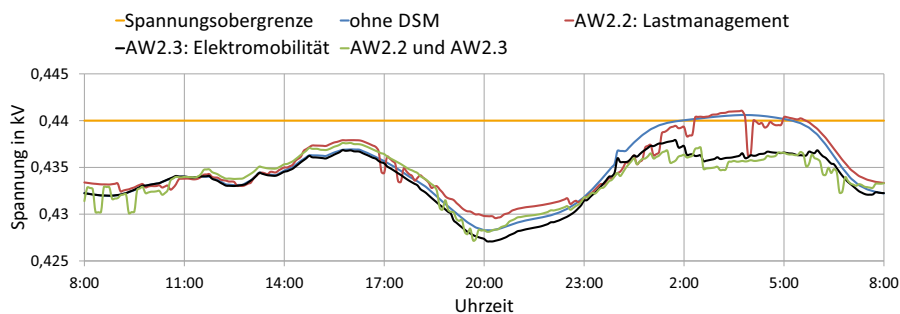




a) Sollkurve



b) Lastgänge des Transformators mit und ohne DSM



c) Spannungsverläufe K2 mit und ohne DSM

**Abbildung 7.8:** Einfluss der Anwendungsfälle AW2.2 und AW2.3 auf das Niederspannungsnetz

---

## 7.4 Fallbeispiel eines Mittelspannungsnetzes

---

Anwendungsfall „AWO: Residuallastglättung“ wird am Fallbeispiel eines Mittelspannungsnetzes untersucht. Dieses wurde von einem deutschen Energieversorger bereitgestellt. Aus Datenschutzgründen wird das Energieversorgungsnetz nicht dargestellt. Das gesamte Netzgebiet erstreckt sich über ungefähr 50 km<sup>2</sup> und versorgt ca. 4.000 Personen mit elektrischer Energie<sup>[43]</sup>. In dem Mittelspannungsnetz werden mehrere 20kV-Ringnetze von einem Umspannwerk gespeist. Insbesondere betrachtet wird das 20kV-Ringnetz, weil dieses den größten Anteil an erneuerbaren Energien aufweist. Das Ringnetz wird durch eine eigene Einfachsammeleisenbahn gespeist, welche mit einer Doppelsammelschiene im Umspannwerk verbunden ist. Die Doppelsammelschiene ist über zwei parallele Transformatoren an die 110kV-Spannungsebene angeschlossen. An dem Ringnetz sind 56 0,4kV-Niederspannungsnetze angeschlossen, die überwiegend Strahlenformen aufweisen. Die Bemessungsleistungen der jeweiligen Transformatoren variieren zwischen 50kVA und 400kVA<sup>[42]</sup>. Das betrachtete Ringnetz weist ebenfalls einen kleinen Anteil einer Strahlenstruktur auf und wird im Normalbetrieb offen betrieben. Das Ringnetz verfügt über eine installierte Photovoltaik-Leistung von ca. 1,4MWp sowie eine einzelne Windkraft-Anlage mit einer Nennleistung von 1,8MWp<sup>[43]</sup>. Die maximale Last beträgt ca. 1,9MW<sup>[43]</sup>.

---

### 7.4.1 Charakteristik des betrachteten Mittelspannungsnetzes

---

In dem betrachteten Ringnetz, welches überwiegend aus Privathaushalten und landwirtschaftlichen Betrieben besteht, treten Lastspitzen insbesondere im Vormittags- sowie Abendbereich auf. Abbildung 7.9 zeigt drei charakteristischer Werktage unterschiedlicher Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien. Am 04. Januar 2010 besteht nur eine geringe Einspeisung. Die Residuallast weist einen ähnlichen Verlauf wie die Last auf (Abbildung 7.9a). Abbildung 7.9b zeigt den zugehörigen Spannungsverlauf. Am 01. April 2010 erzeugt die im Energieversorgungsnetz vorhandene Windkraft-Anlage nur wenig Energie. Die vorhandenen Photovoltaik-Anlagen hingegen erzeugen viel Energie. Die höchste Sonneneinstrahlung ist am frühen Nachmittag zu einem Zeitpunkt erreicht, zu

---

dem nur ein geringerer Bedarf an elektrischer Energie besteht. In der Folge wird die Residuallast negativ (Abbildung 7.9c). In Summe werden an diesem Tag 1.276 kWh in die übergeordnete Spannungsebene rückgespeist<sup>[43]</sup>. Die Leistungsspitze beträgt hierbei 566 kW<sup>[43]</sup>. Abbildung 7.9d zeigt den zugehörigen Spannungsverlauf. Es ist eine deutliche Spannungsanhebung erkennbar. Am 12. November 2010 speisen die Photovoltaik-Anlagen nur wenig Energie ein, die Windkraft-Anlage hingegen viel. Die Bemessungsleistung der Windkraft-Anlage entspricht in etwa der maximalen Netzlast<sup>[42]</sup>. Die Residuallast verläuft die meiste Zeit des Tages über negativ (Abbildung 7.9e). Um diesen negativen Residuallastverlauf zu vermeiden, müsste ein Mehr von ca. 14 MWh elektrischer Energie abgenommen werden<sup>[42]</sup>. Das ist in dieser Größenordnung durch ein Lastmanagement, selbst unter Teilnahme von Elektrofahrzeugen, unmöglich. Folglich ist eine durch Windeinspeisungen an Starkwindtagen verursachte negative Residuallast unvermeidbar. Abbildung 7.9f zeigt den zugehörigen Spannungsverlauf für die Fälle mit und ohne Blindleistungsregelung. Der Spannungsanstieg ohne Blindleistungsregelung beträgt durchschnittlich 3% und würde damit nicht die in [9] geforderten Regularien erfüllen. Bei einem Betrieb der Windkraft-Anlage mit einem konstant angenommenen Leistungsfaktor  $\cos(\varphi) = 0,9$  kann die Problematik verbessert werden. Dennoch stellt eine Blindleistungsregelung, wie sie auch von neuen Anlagen gefordert wird, die beste Möglichkeit dar. Tabelle 7.3 gibt einen Überblick über die Fluktuation der Residuallast. Die Standardabweichung, die ein Maß für die Schwankung der Residuallast um ihren Mittelwert darstellt, beträgt bis zu 593 kW. In Summe wurden im Jahr 2010 ungefähr 337 MWh in die 110 kV-Spannungsebene rückgespeist.

---

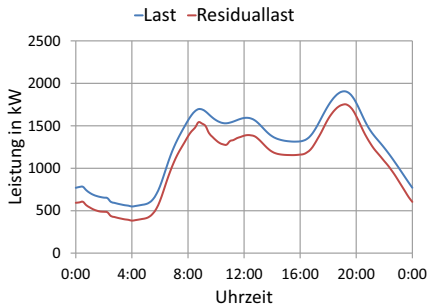
#### 7.4.2 Lastflussberechnungen

---

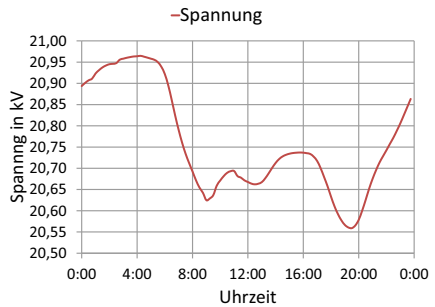
Im Mittelspannungsnetz wird das Lastmanagement der teilnehmenden Elektrofahrzeuge sowie Haushaltslasten für ein ganzes Jahr simuliert. Da das Energieversorgungsnetz in der Netzsimulationssoftware DiGSILENT PowerFactory<sup>4</sup> vorliegt, können im Vergleich zu NEPLAN die Lastoptimierungsalgorithmen direkt in

---

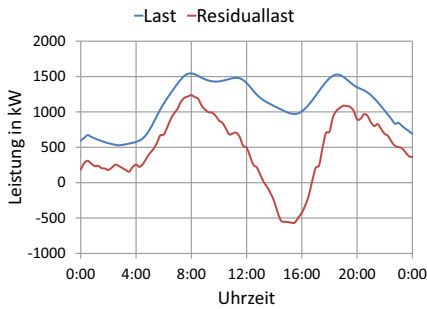
<sup>4</sup> PowerFactory ist eine Netzsimulationssoftware der Firma DiGSILENT.



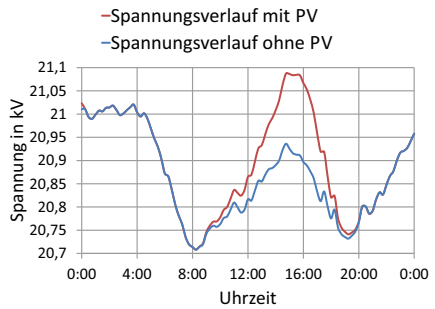
a) Last- und Residuallastverlauf, 04.01.2010



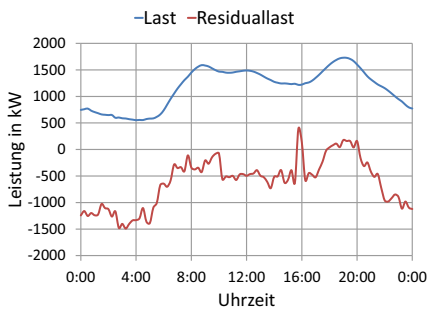
b) Spannungsverlauf, 04.01.2010



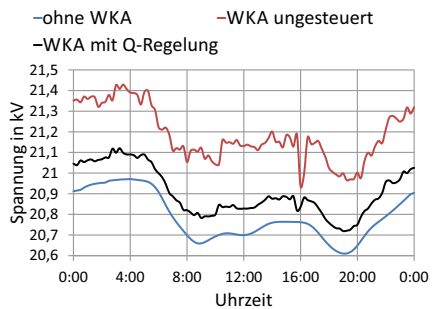
c) Last- und Residuallastverlauf, 01.04.2010



d) Spannungsverlauf, 01.04.2010



e) Last- und Residuallastverlauf, 12.11.2010



f) Spannungsverlauf, 12.11.2010

**Abbildung 7.9:** Charakteristik des Mittelspannungsnetzes in Abhängigkeit verschiedener Einspeisungen EE an charakteristischen Tagen

**Tabelle 7.3:** Fluktuation der Residuallast im betrachteten Mittelspannungsnetz im Jahr 2010<sup>[43]</sup>

Monat	Maximale Residuallast in kW	Minimale Residuallast in kW	Durchschnittliche Residuallast in kW	Standardabweichung in kW
Januar	1.861	−723	801	502
Februar	1.758	−1.311	635	558
März	1.638	−1.281	409	549
April	1.337	−933	480	425
Mai	1.270	−1.374	463	432
Juni	1.173	−769	464	362
Juli	1.244	−492	430	357
August	1.151	−1.119	312	434
September	1.270	−680	486	406
Oktober	1.371	−668	546	423
November	1.581	−1.491	532	593
Dezember	1.877	−961	705	578
Jahr	1.877	−1.491	520	492
Rückgespeiste Energie in die 110kV-Spannungsebene in MWh				337,3

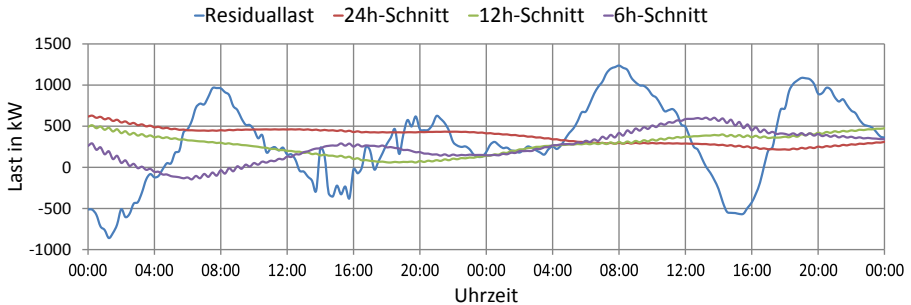
der Netzsimulationssoftware auf Basis der DigSILENT Programming Language programmiert werden. Die Software benutzt für Lastflussberechnungen den Newton-Raphson-Algorithmus. Um die Lastflussberechnungen durchführen zu können, sind Einspeise- und Lastprofile zu hinterlegen. Längen und Impedanzen von Leitungen sind bereits modelliert. Im Rahmen dieser Dissertation wurden mit Unterstützung von [42] und [43] die notwendigen Modellierungen und Anpassungen vorgenommen. Aufgrund der fehlenden Datenbasis für Lastdaten wurden Standardlastprofile konform zu Abschnitt 7.3 verwendet. Für die Erzeugungsprofile wurden verfügbare reale Einspeiseprofile aus der näheren geografischen Umgebung des Energieversorgungsnetzes verwendet und in [42] auf vorhandenen erneuerbaren Energie-

erzeugungsanlagen skaliert. Die vorhandene Windkraft-Anlage ist als Synchronmaschine (basierend auf den vom Netzbetreiber bereitgestellten Einspeiseprofilen) modelliert<sup>[42]</sup>. Ziel der Lastanpassung ist die Glättung der Residuallast (konform zu „AW1: Demand Response“ bzw. „AW0: Residuallastglättung“), was einer Anpassung der Last an die volatile Erzeugung gleichkommt.

Die Führungsgröße kann für den Zeitpunkt  $t$  aus dem dynamischen Mittelwert der Residuallast  $P_{\text{res}}$  des vergangenen Zeitraums  $[t - \Delta t, t]$  wie folgt bestimmt werden:

$$P_{\text{SP,res}}(t) = \frac{\int_{t-\Delta t}^t P_{\text{res}}(t) dt}{\Delta t} \quad (7.6)$$

In [42] wurde empirisch ermittelt, dass der fortlaufend berechnete dynamische Mittelwert der letzten 12 Stunden der Residuallast eine geeignete Sollgröße darstellt. Abbildung 7.10 zeigt den dynamischen Mittelwert für verschiedene Zeitintervalle.

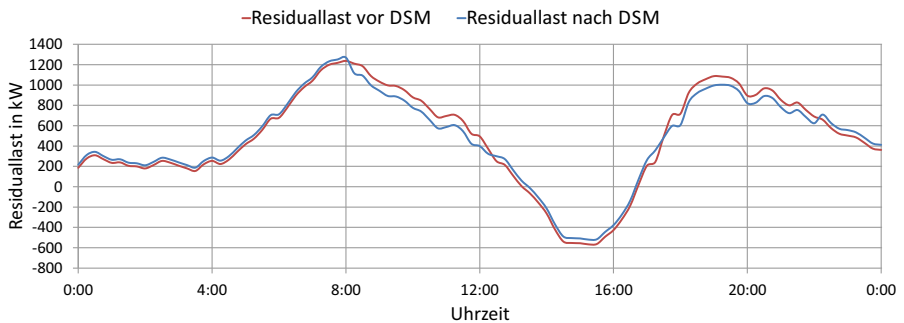


**Abbildung 7.10:** Sollkurven für die Residuallastglättung auf Basis dynamischer Mittelwerte<sup>[43]</sup>

### 7.4.3 Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.2: Lastmanagement“

Um den Beitrag von Anwendungsfall „AW2.2: Lastmanagement“ zu evaluieren, werden die Ergebnisse aus dem Fallbeispiel des Niederspannungsnetzes auf das

Mittelspannungsnetz übertragen. Dies ist qualitativ möglich, da in beiden Energieversorgungsnetzen der Gewerbe- bzw. Industrieanteil ähnlich gering ist. Abbildung 7.11 zeigt den Verlauf der Residuallast vor und nach dem Lastmanagement der Haushalte. Es ist erkennbar, dass die Residuallast nur minimal gesenkt wird und der Einfluss des Lastmanagements von elektrischen Lasten im Haushalt eher einen geringen Einfluss auf die Residuallast aufweist. Damit ist diese Art von Lastmanagement nicht geeignet, um erneuerbare Energien im Mittelspannungsnetz abzunehmen, kann aber dennoch Vorteile bezüglich der Abnahme lokaler Photovoltaik-Einspeisungen oder der stationäres Spannungsstabilität bieten.



**Abbildung 7.11:** Residuallastglättung durch Lastmanagement von Haushalten

---

#### 7.4.4 Evaluation des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“

---

Im Netzgebiet sind 2.500 PKW gemeldet<sup>[42]</sup>. Für das Lastmanagement wird angenommen, dass 25 % dieser Fahrzeuge Elektrofahrzeuge sind. Dies entspricht 625 Elektrofahrzeugen. Die Elektrofahrzeuge können in zwei Typen klassifiziert werden:

- *Stationäre Fahrzeuge*

Stationäre Fahrzeuge sind Fahrzeuge, die tagsüber und nachts geparkt sind. Das ist bei 50 % aller PKW der Fall<sup>[40]</sup>.

---

- *Mobile Fahrzeuge*

Mobile Fahrzeuge sind Fahrzeuge, die an einem Tag nicht dauerhaft geparkt sind.

Als weitere Randbedingung wird angenommen, dass alle Elektrofahrzeuge über eine Batteriespeicherkapazität von 24 kWh verfügen und ausschließlich an Anschlüssen an Gebäuden („AW2.3: Elektromobilität“) geladen werden, die mit maximal 3,6 kW belastet werden können. Folgende Ladeszenarien werden unterschieden:

- *Gesteuertes Laden*

Gesteuertes Laden beschreibt das Laden des Elektrofahrzeugs nach einem vorgegebenen Plan. Gesteuertes Laden findet insbesondere nachts Anwendung, wenn die Last des Energieversorgungsnetzes gering ist.

- *Geregeltes Laden*

Geregeltes Laden beschreibt das Laden der Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit der Residuallast konform zum übergeordneten Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“. Als Führungsgröße für die Regelung wird der dynamische Mittelwert aus Gleichung 7.6 verwendet. Basierend auf Anwendungsfall „AW2.3: Elektromobilität“ kann das Elektrofahrzeug durch eine Gebäudeautomatisierung untergeordnet zum Demand Response in Abhängigkeit eines Tarifs oder Signals automatisiert geladen werden.

Um den Beitrag des Anwendungsfalls „AW2.3: Elektromobilität“ genauer betrachten zu können, wurden mit Unterstützung von [43] folgende Szenarien untersucht:

*Szenario F:* Fahrzeuge werden unmittelbar nach Ankunft zu Hause geladen.

*Szenario G:* Gesteuertes Laden (nachts) und geregeltes Laden (tagsüber)

*Szenario H:* Szenario G sowie V2G stationärer Fahrzeuge

*Szenario I:* Szenario H sowie Ladung am Arbeitsplatz

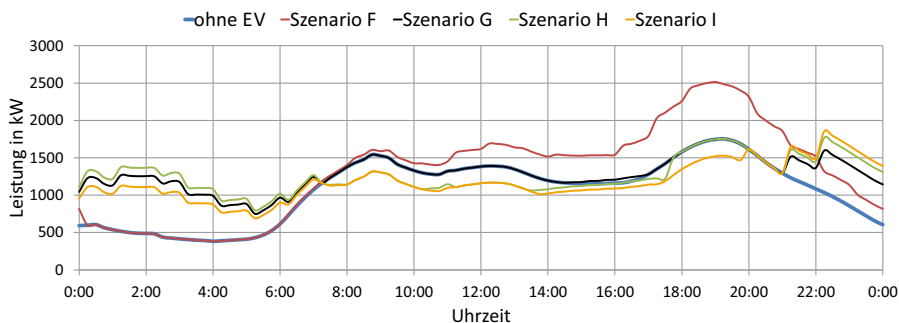
In Szenario F werden Elektrofahrzeuge ausschließlich zu Hause geladen und direkt dann, wenn diese dort ankommen. In Szenario G werden die Elektrofahrzeuge nachts (von 22:00 Uhr bis 08:00 Uhr) gesteuert und tagsüber geregelt geladen. In



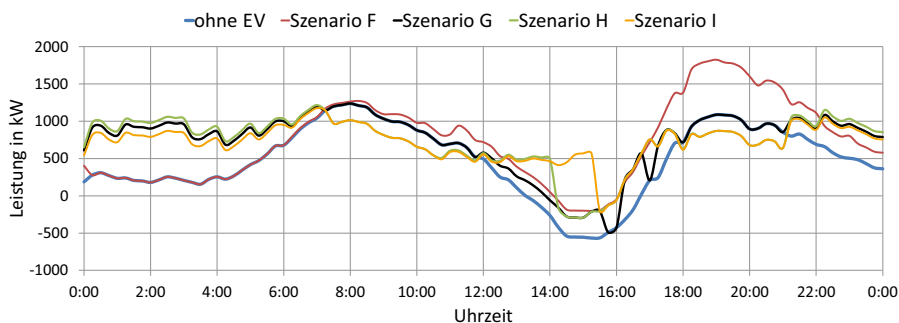
---

Szenario G ist zusätzlich eine Rückspeisung in das Energieversorgungsnetz aus den Batterien (V2G) der stationären Elektrofahrzeuge möglich. Jedes Fahrzeug stellt nur maximal 20 % seiner Batteriekapazität für Rückspeisungen zur Verfügung. Die Rückspeisung erfolgt in Abhängigkeit der Residuallast („AW0: Residuallastglättung“) und stellt somit die negative Stellgröße des Demand Response dar („AW1: Demand Response“). Szenario H basiert auf Szenario G und berücksichtigt auch das Laden der Elektrofahrzeuge am Arbeitsplatz. In Realität werden 50 % der mobilen Fahrzeuge ausschließlich zur Fahrt zum Arbeitsplatz benutzt<sup>[40]</sup>. Dies entspricht 156 Elektrofahrzeugen. Die Anzahl der ankommenden Fahrzeuge in allen Szenarien wird gemäß dem in dieser Arbeit entwickelten Fahrzeiten-Modell (Abschnitt 6.4.1) bestimmt.

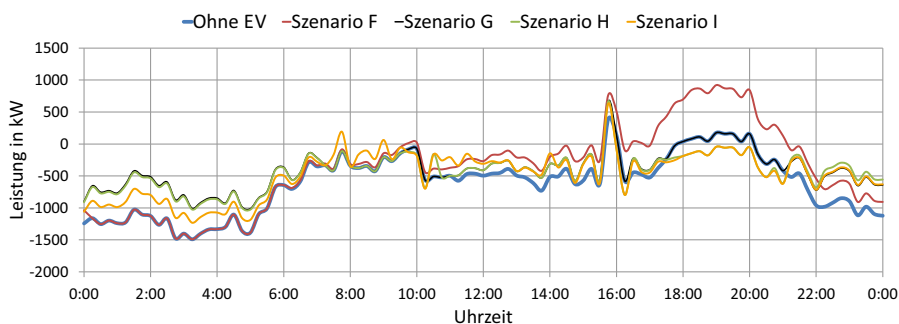
Abbildung 7.12 zeigt die Verläufe der Residuallast für die Szenarien F-I an den drei charakteristischen Tagen aus Abbildung 7.9. Anhand der Verläufe des 04. Januar 2010 (Tag mit geringer Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien) ist zu erkennen, dass durch Szenario F im Nachmittagsbereich die Residuallast angehoben wird. Der lastintensive Bereich des Tages wird durch die Lasten der Elektrofahrzeuge verstärkt. Der Verlauf der Residuallast in der Nacht bleibt gleich. In Szenario G werden die Elektrofahrzeuge überwiegend nachts geladen. Dies führt in der Folge zu einer Anhebung der Residuallast im Nachtbereich. Der Verlauf der Residuallast bleibt tagsüber gleich. In Szenario H führt die Rückspeisung der Elektrofahrzeuge (V2G) zur zusätzlichen Senkung der Residuallast am Morgen im Bereich 08:00 Uhr. Da die Rückspeisekapazitäten begrenzt sind und das Lastoptimierungs-Modell keine Kenntnis der Zukunft hat, kann die Residuallast nur begrenzt abgesenkt werden. Im Abendbereich erhöht sich der Leistungsbedarf, da die Fahrzeuge, die tagsüber Energie rückspeisten, abends einen erhöhten Ladebedarf haben. In Szenario I macht sich dies noch stärker bemerkbar. Anhand des Verlaufs des 01. April 2010 (Tag mit geringer Windkraft-Einspeisung, aber großer Photovoltaik-Einspeisung) ist zu erkennen, dass die Residuallast effektiv geglättet wird. Es gelingt insbesondere im Nachmittagsbereich, zum Zeitpunkt der größten Photovoltaik-Einspeisung, die negative Residuallast anzuheben. Insbesondere zu Spitzenlastzeiten an Tagen hoher Photovoltaik-Einspeisung sind Rückspeisungen in das Energieversorgungsnetz aus den Fahrzeugbatterien (V2G) sinnvoll, da dadurch wiederum Ladekapazitäten entstehen, um die Photovoltaik-Energieüberschüsse des



a) Residuallastglättung am 04.01.2010 bei geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien



b) Residuallastglättung am 01.04.2010 bei hoher Photovoltaik-Einspeisung



c) Residuallastglättung an einen Tag mit hoher Windkraft-Einspeisung

**Abbildung 7.12:** Residuallastglättung an charakteristischen Tagen der Szenarien F-I

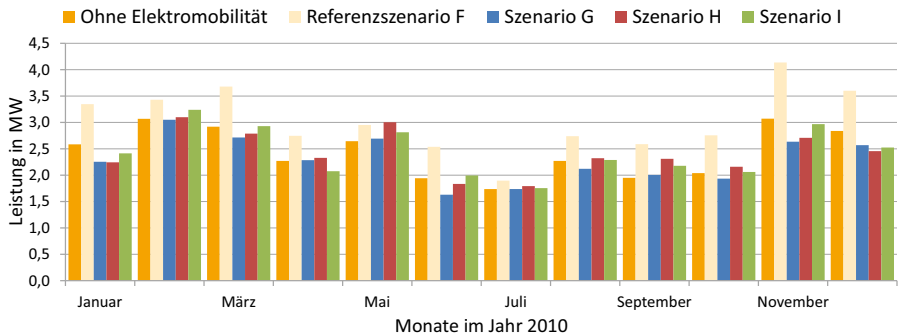
---

Nachmittagsbereichs abzunehmen. Im Bereich um 15:00 Uhr bricht die Residuallast aufgrund der Kapazitätsbegrenzung ein. Am 12. November 2010 (Tag mit großer Windkraft-Einspeisung) ist eine Glättung der Residuallast erkennbar, auch wenn es nicht möglich ist, die komplette Energieerzeugung der Windkraft-Anlage abzunehmen.

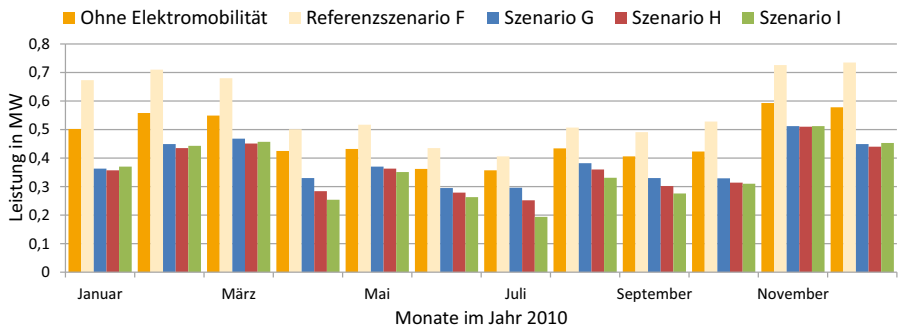
Tabelle 7.4 stellt die Ergebnisse der Simulationen für das gesamte Jahr 2010 dar. Bei der Interpretation der Ergebnisse kann Szenario F als erweitertes Referenzszenario aufgefasst werden, da dieses Szenario das ursprüngliche Referenzszenario aus Tabelle 7.3 um die Elektromobilität erweitert (statistisch verteiltes Laden, keine Teilnahme der Elektrofahrzeuge am Lastmanagement). In den Szenarien G bis I wird die Standardabweichung im Vergleich zu Szenario F gesenkt, was zu einer Reduktion der Residuallast führt. Die Spannung verläuft in allen Szenarien innerhalb der zulässigen Grenzen ( $\pm 10\%$ , unter Annahme der Spannungsregelung durch Windkraft-Anlagen). Die rückgespeiste Energie in die 110kV-Spannungsebene wird bedingt durch die bessere Abnahme knapp um die Hälfte reduziert. Die Jahresverläufe der Residuallast der Szenarien F-I sind in den Abbildungen A.9 und A.10 dargestellt. In Abbildung 7.13a ist das monatliche Band dargestellt, innerhalb dessen die Residuallast schwankt. Dieses bestimmt sich aus dem Abstand des monatlichen Maximums zum monatlichen Minimum der Residuallast und stellt ein qualitatives Maß für die Fluktuation dar. Die zugehörigen Werte sind in Tabelle B.6 und Tabelle B.7 dargestellt. Im Szenario F vergrößert sich zunächst das Band (im Vergleich zum Mittelspannungsnetz ohne Elektromobilität), in dem die Residuallast schwankt. Das kann zum einen auf die durch die Elektrofahrzeuge bedingte größere Netzlast zurückgeführt werden. Zum anderen überlagern sich die Ladezeiten mit den Spitzenlastzeiten, was bei zu großer Anzahl an Elektrofahrzeugen zu Transformatorüberlastungen führen kann. In den Szenarien G bis I gelingt es, das Band auf etwas unter das Ursprungsniveau abzusenken. Abbildung 7.13b zeigt anhand des Vergleichs der Standardabweichungen, dass die Residuallast zunächst in Szenario F ansteigt. Durch das Lastmanagement gelingt es in den Szenarien G bis I, die Standardabweichung deutlich gegenüber Szenario F und gegenüber dem ursprünglichen Referenzszenario (Energieversorgungsnetz ohne Elektromobilität) zu reduzieren. Die Reduktion der Standardabweichung gegenüber dem ursprünglichen Referenzszenario beträgt trotz Elektromobilität im

**Tabelle 7.4:** Ergebnisse für die Residuallastglättung in den Szenarien F-I

Fluktuation der Residuallast für die Szenarien F-I				
Szenario	Maximale Residuallast in kW	Minimale Residuallast in kW	Durchschnittliche Residuallast in kW	Standardabweichung in kW
F	2.640	– 1.490	771	601
G	1.877	– 1.374	776	408
H	1.883	– 1.374	779	393
I	2.024	– 1.292	774	387
Fluktuation der Spannung für die Szenarien F-I				
Szenario	Maximale Spannung in kV	Minimale Spannung in kV	Durchschnittliche Spannung in kV	Standardabweichung in kV
F	21,43	20,31	20,83	0,168
G	21,34	20,52	20,83	0,102
H	21,34	20,54	20,83	0,097
I	21,37	20,52	20,83	0,101
Rückgespeiste Energie in die 110kV-Spannungsebene in MWh				
Monat	Szenario			
	F	G	H	I
Januar	12,0	1,1	0,8	1,3
Februar	17,6	7,3	7,2	8,7
März	41	19,0	16,9	20,2
April	6,0	5,5	3,7	2,4
Mai	13,1	12,1	10,6	10,3
Juni	6,5	2,7	1,6	2,0
Juli	0,5	3,3	1,0	0,3
August	28,1	17,0	15,7	13,5
September	6,5	4,4	2,9	2,8
Oktober	6,7	2,8	1,9	2,8
November	40,4	27,1	26,8	28,7
Dezember	29,9	8,3	8,0	11,5
Gesamt	208,3	110,6	97,1	104,5



a) Fluktuationsband der Residuallast



b) Standardabweichung der Residuallast

**Abbildung 7.13:** Vergleich des Fluktuationsbandes und der Standardabweichungen der Residuallast

Mittel in Szenario F ca. +22 %, in Szenario G ca. –17 %, in Szenario H ca. –20 % und in Szenario I ca. –21 %. Die Reduktion der Standardabweichung gegenüber dem Referenzszenario F beträgt im Mittel in Szenario G ca. –32 %, in Szenario H ca. –35 % und in Szenario I ca. –36 %.

#### 7.4.5 Evaluation Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“

Die in diesem Kapitel vorgestellten Simulationen basieren auf Lastanpassungen in Abhängigkeit der Residuallast und bewerten das Potential des übergeordneten An-

---

wendungsfalls „AW0: Residuallastglättung“. Die Simulationen zeigen, dass durch diesen Anwendungsfall die Fluktuation (Standardabweichung) der Residuallast im betrachteten Fallbeispiel für das betrachtete Jahr um knapp 20 % in Bezug auf die Ausgangslage (Energieversorgungsnetz ohne Elektromobilität) und um bis zu ca. 36 % in Bezug auf das Energieversorgungsnetz mit Elektromobilität gesenkt werden könnte. Die rückgespeiste Energie in die 110 kV-Spannungsebene könnte durch das Lastmanagement um knapp die Hälfte auf ca. 100 MWh reduziert werden.

Die Auswirkungen der volatilen erneuerbaren Energien könnten damit hinsichtlich der Residuallast um 20 % gesenkt werden. Zudem müssten knapp 50 % weniger Energie durch übergeordnete Spannungsebenen transportiert werden, da diese durch das Demand Response physikalisch zum Zeitpunkt der Energieerzeugung lokal abgenommen werden könnten.

Als Fazit kann formuliert werden, dass ein konform zu Abbildung 6.5 zum Einsatz kommendes Demand Response auf Basis eines Demand Side Managements in Gebäuden (Gebäude und Elektromobilität am Gebäude) zwar keine alleinige Lösung im Umgang mit der Volatilität erneuerbarer Energien darstellt, aber zumindest einen beachtlichen Teilbeitrag leistet.


In den folgenden Kapiteln wird die Umsetzungsfähigkeit des Anwendungsfalls „AW2: Demand Side Management“ vertieft.

---

## 7.5 Zusammenfassung und Fazit

---

In diesem Kapitel wurden die Anwendungsfälle anhand von Fallbeispielen evaluiert. Am Fallbeispiel des Niederspannungsnetzes zeigt sich, dass Anwendungsfall „AW2.2: Lastmanagement“ nur einen geringen Effekt auf das Niederspannungsnetz ausübt und wenig Potential bietet. Anwendungsfall „AW2.3 Elektromobilität“ berücksichtigt vorhandene Elektrofahrzeuge und bietet insbesondere Potential bei der Vermeidung von Transformatorüberlastungen, die aufgrund eines zeitgleichen Ladens großer Anzahlen an Elektrofahrzeugen resultieren könnten sowie bei der Anpassung an Energieerzeugungen aus erneuerbaren Energien. Am Fallbeispiel des Mittelspannungsnetzes wird die Reduktion der Fluktuation der Residuallast durch Anwendungsfall „AW0 Residuallastglättung“ untersucht, welcher auf einem flächendeckenden dem Demand Response und Demand Side Management basiert.



---

Die Ergebnisse zeigen, dass der Transport von Energie durch die übergeordneten Spannungsebenen um bis zu 50 % gesenkt werden kann. Die Fluktuation der Residuallast kann um bis zu 36 % reduziert werden.





---

## 8 Entwicklung und Implementierung realer Lastmanager

Die Umsetzung der Anwendungsfälle AW2.1 bis AW2.4 in Gebäuden erfordert eine Gebäudeautomatisierung. Im Rahmen dieser Dissertation wurde ein Gebäudetechnik-Teststand auf Basis eines KNX-Bussystems aufgebaut, der die Voraussetzung für die Implementierung sowie Validierung und Evaluation der entwickelten Modelle und Anwendungsfälle bildet.

---

### 8.1 Bussysteme in der Gebäudetechnik

---

Die Verwendung eines Bussystems (Binary Unit System) in der Elektroinstallation unterscheidet sich im Wesentlichen von einer konventionellen Elektroinstallation dadurch, dass Sensoren und Aktoren eingesetzt werden, die über einen gemeinsamen Datenleiter untereinander Daten austauschen können. Man spricht von einem Feldbus. Die Vernetzung der Busteilnehmer ermöglicht u. a. die Implementierung der für ein Energiemanagement notwendigen Steuerungen und Regelungen. Der Unterschied soll an einem Beispiel verdeutlicht werden. Abbildung 8.1a zeigt einen konventionellen Lichtstromkreis. Durch Betätigung des Lichtschalters wird die Beleuchtung ein- bzw. ausgeschaltet. In Abhängigkeit des Schaltzustands öffnet oder schließt der Schalter den Stromkreis. Abbildung 8.1b zeigt das gleiche Beispiel unter Verwendung eines Bussystems. Der Stromkreis wird durch einen Aktor geöffnet bzw. geschlossen. Dieser kann in der zugehörigen Elektroverteilung installiert sein. Bei dem Schalter, den der Benutzer im Raum betätigt, handelt es sich um einen Schaltsensor. Dieser Schaltsensor ist genau wie der Aktor mit allen weiteren Busteilnehmern über eine Datenleitung verbunden. Bei Betätigung des Schaltsensors sendet dieser ein Telegramm auf den Bus (z. B. 1=Einschalten, 0=Ausschalten). Das Telegramm kann von allen Teilnehmern mitgelesen werden, wird aber nur von

---

demjenigen Busteilnehmer ausgewertet, an den es adressiert ist. Die Zuordnung kann über eine separate Software (im Fall von KNX der ETS<sup>1</sup>) vom Benutzer von einem Computer aus programmiert werden. Der Vorteil eines Bussystems besteht in dem gewählten Beispiel darin, dass u. a. die Zuordnungen von Schaltsensoren zu Schaltaktoren (z. B. Beleuchtung) unabhängig von der Verkabelung erfolgen können. Die eigentliche „Verkabelung“ findet virtuell in der ETS durch die Programmierung statt. Bussysteme bieten zudem ein breites Angebot an Sensorik, mit denen physikalische Größen (u.a. elektrische Energie, elektrische Leistung, Temperatur, Wärmemenge, Luftfeuchte, Sonneneinstrahlung etc.) gemessen werden können. Die Messwerte werden in Form von Telegrammen auf den Bus übermittelt und können z. B. im Rahmen eines Energiemanagements ausgewertet werden. In Abhängigkeit der Auswertung können wiederum Aktionen durch Aktoren (z. B. Schalten von Schaltaktoren) ausgelöst werden. Abbildung 8.1c zeigt ein Beispiel mit mehreren Stromkreisen und Schaltaktoren inklusive einer Messung der elektrischen Spannung und der Temperatur.

---

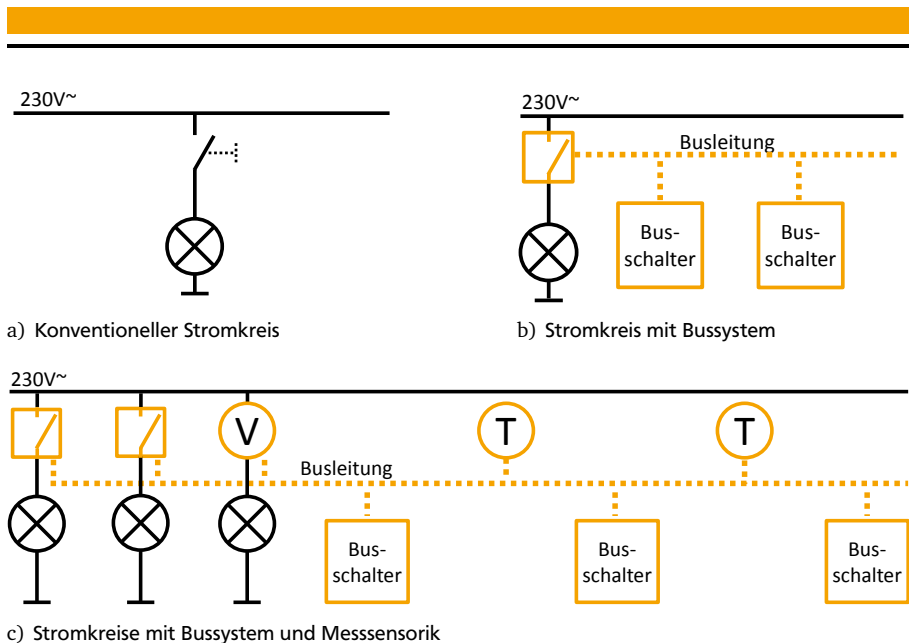
## 8.2 Teststand Gebäudetechnik

---

Abbildung 8.2 zeigt den Teststand. Dieser bildet die komplette Elektroinstallation sowie die Gebäudesteuerung eines intelligenten Hauses inklusive Photovoltaik-Anlage mit zusätzlichem Photovoltaik-Backupsystem (Batteriespeicher 48 V, 165 Ah) und einer Ladesäule für ein Elektrofahrzeug nach. Im Zentrum besteht der Teststand aus zwei Elektroverteilungen, einer Hauptverteilung und einer Unterverteilung (Abbildung 8.2a), die die komplette Elektroverteilung sowie das Bussystem beinhalten. Die Hauptverteilung beinhaltet zudem zwei elektronische Haushaltszähler, die durch das Smart-Grid-Projekt Web2Energy der HEAG Südheissische Energie AG (HSE) ausgelesen werden. Der Mehrstufentarif des Web2Energy-Projektes wird per E-Mail übermittelt. Eine 7 kWp-Photovoltaik-Anlage auf dem Dach des Labors speist elektrische Energie durch die Photovoltaik-Wechselrichter (Abbildung 8.2d) über den Lieferungszähler des Teststands in das Energieversor-

---

<sup>1</sup> ETS steht für Engineering Tool Software, ein herstellerunabhängiges Installationswerkzeug für die Planung und Konfiguration intelligenter Haus- und Gebäudesystemtechnik mit dem KNX-Bussystem.



**Abbildung 8.1:** Vergleiche einer konventionellen Elektroinstallation mit einem Bussystem

gungsnetz ein. Beim zweiten Stromzähler handelt es sich um einen Bezugszähler. An diesem ist die Unterverteilung des Teststands angeschlossen, in welcher der Hauptstromkreis in Unterstromkreise aufgeteilt wird, die zu diversen Steckdosen (Abbildung 8.2e) und den Haushaltsgeräten und der Ladesäule des Elektrofahrzeugs führen. Der Teststand verfügt über zwei Haushaltsgeräte, einen Trockner und eine Waschmaschine (Abbildung 8.2c). Diese Geräte können über ein externes Signal gesteuert werden. Die Unterverteilung enthält zusätzlich Sensoren des Bussystems, im wesentlichen Energiezähler, die das Erfassen der elektrischen Verbräuche der einzelnen Gewerke im Sekundentakt ermöglichen. Steckdosenstromkreise sind über Aktoren angeschlossen, die das Ein- bzw. Ausschalten der Steckdosen ermöglichen. Als größere elektrische Verbraucher stehen dem Teststand neben den Haushaltsgeräten acht Scheinwerfer (2 x 1.000 W, 3 x 500 W, 3 x 100 W, Abbildung 8.2f) sowie zwei Leuchtstoffröhren (2 x 60 W) und fünf Spots (5 x 35 W) zur Verfügung. Abbildung 8.3d zeigt das Gesamtschema des



a) Elektroverteilungen<sup>[abb]</sup>



b) Gesamtansicht<sup>[abb]</sup>



c) Steuerbare Haushaltsgeräte



d) Photovoltaik-Wechselrichter

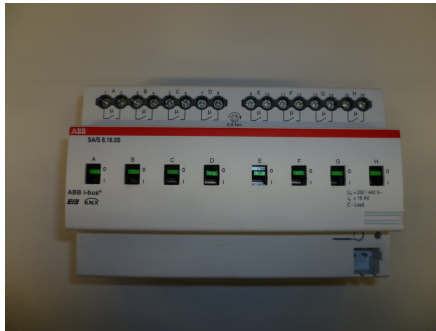


e) Steckdosen-Stromkreise<sup>[abb]</sup>



f) Scheinwerfer als Lasten<sup>[abb]</sup>

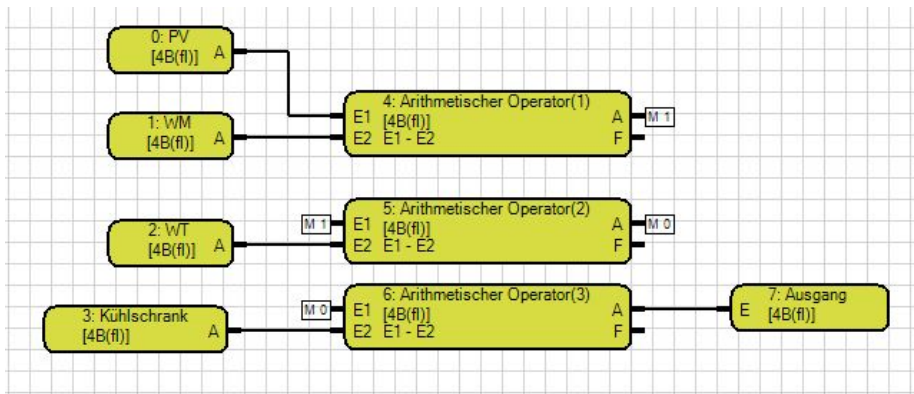
**Abbildung 8.2:** Überblick über den Gebäudetechnik-Teststand



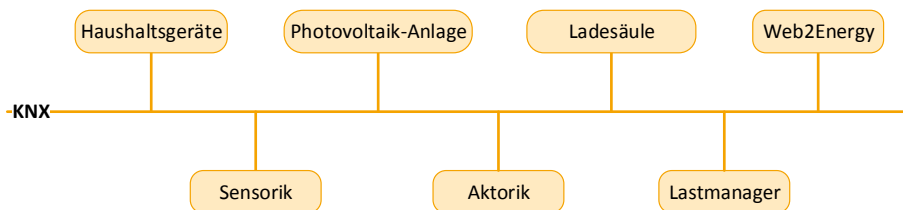
a) Schaltaktor für acht Stromkreise<sup>[abb]</sup>



b) Vorhersage-Lastmanager<sup>[sch]</sup>



c) Mögliche Logikverknüpfungen in EisBär <sup>[47]</sup>



d) Schema Gebäudetechnik-Teststand

**Abbildung 8.3:** Gebäudetechnik-Teststand und Komponenten

---

Teststands. Am Teststand wird zusätzlich eine KNX-Visualisierungs- und Steuerungssoftware (EisBär<sup>2</sup>) eingesetzt, die den Austausch von Telegrammen mit dem Bussystem ermöglicht. Die Software kann zudem zur Steuerung der Busteilnehmer eingesetzt werden und ist insbesondere auch fähig, Messwerte der Sensoren des Bussystems zu erfassen und zu speichern (Monitoring). Alle am Teststand gemessenen Größen sowie die in dieser Arbeit bzw. diesem Kapitel dargestellten Messwerte wurden durch diese Software erfasst.

---

### 8.3 Entwicklung von Lastmanagern

---

KNX bietet beste Voraussetzungen für die Implementierung eines Lastmanagements, da bereits eine große Anzahl an Geräten existiert, die viele der für ein Lastmanagement notwendigen Applikationen (bzw. Anwendungsfälle, z. B. „AW2.4: Visualisierung“) realisieren. So können Verbräuche durch Sensoren erfasst werden und entsprechende Aktionen über Aktoren oder die steuerbaren Haushaltsgeräte ausgelöst werden. Um ein Lastmanagement realisieren zu können, müssen die Anwendungsfälle „AW2.2: Lastmanagement“ und „AW2.3: Elektromobilität“ implementiert werden, für die es bisher keine kommerziellen Produkte gibt. Zusätzlich müssen die in dieser Arbeit entwickelten Lastanpassungs-Algorithmen und Regler auf einer KNX-Steuereinheit implementiert werden. Mit Unterstützung von [45] und [47] wurden zwei Lastmanager basierend auf den in Kapitel 5 vorgestellten Algorithmen entwickelt:

- *Vorhersage-Lastmanager*

Der Vorhersage-Lastmanager optimiert die Lastprofile der teilnehmenden Lasten an eine im Vorfeld bekannte Leistungskurve und berechnet die Startzeitpunkte der Lasten, zu denen der Lastmanager die Lasten startet.

- *Hybrid-Lastmanager*

Der Hybrid-Lastmanager basiert auf einer Vorhersage-Optimierung sowie einer Echtzeit-Regelung. Die Echtzeit-Regelung ist in der Lage eine verbleibende Regeldifferenz der Vorhersage-Optimierung auszuregeln.

---

<sup>2</sup> EisBär ist eine KNX-Software der Alexander Maier GmbH für die Visualisierung und das Monitoring von KNX-Anlagen.

---

### 8.3.1 Vorhersage-Lastmanager

---

Der Vorhersage-Lastmanager wurde basierend auf dem Algorithmus des Harmonisierungs-Verfahrens entwickelt und auf einem konventionellen Internetrouter<sup>3</sup> implementiert. Dieser kann Telegramme mit dem KNX-Bussystem über seinen Ethernet-Anschluss<sup>4</sup> über einen KNXnet/IP-Router<sup>5</sup> austauschen. Abbildung 8.3b zeigt den Lastmanager. Das Harmonisierungs-Verfahren wurde in einem Softwareprogramm unter Verwendung von Apache, PHP und Perl programmiert, welches auf einem am Internetrouter angeschlossenen USB-Stick ausgeführt wird. Der Lastmanager verfügt über eine grafische Oberfläche, die zur Konfiguration genutzt wird (Abbildung 8.4). Die Abtastzeit ist mit  $\tau_0 = 15 \text{ min}$  konform zu derzeitigen Ansätzen elektronischer Haushaltszähler gewählt, die in 15-Minuten-Abständen Messwerte an Energieversorgungsunternehmen übermitteln. Entsprechend ergibt sich eine günstige Rechenzeit für den Algorithmus. Abbildung 8.5 zeigt den Vorhersage-Lastmanager im Betrieb in einer Elektroverteilung. Der Vorhersage-Lastmanager steuert zwei unterschiedliche Lasttypen:

- *Elektrische Lasten an Schaltaktoren*

Hierbei handelt es sich um beliebige elektrische Geräte, die an Steckdosen angeschlossen sind, deren Stromkreise durch Schaltaktoren (siehe Abbildung 8.3a) des Bussystems geschaltet werden können.

- *Powerline-Haushaltsgeräte*

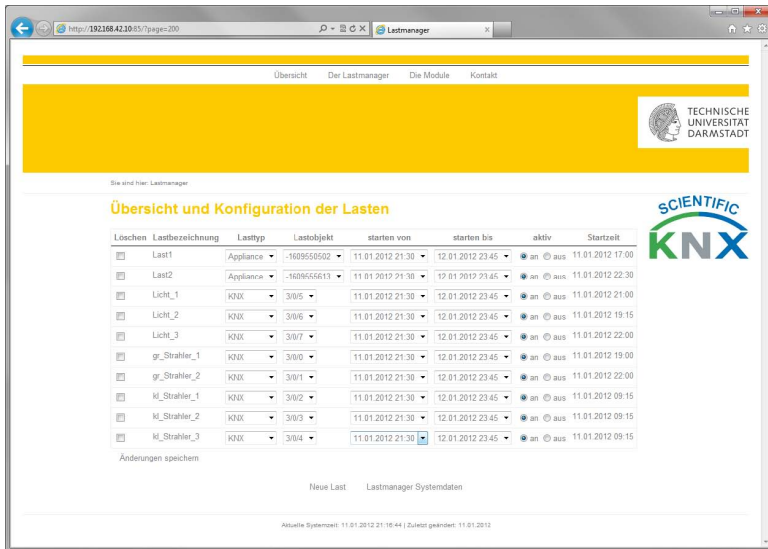
Hierbei handelt es sich um kommerzielle steuerbare Haushaltsgeräte einer Firma, deren Geräte über Powerline über ein mitgeliefertes Ethernet/Powerline-Gateway gesteuert werden können.

---

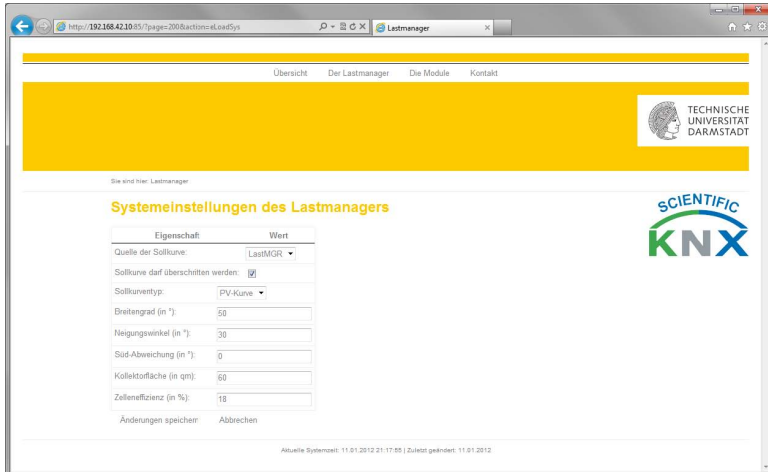
<sup>3</sup> Ein Internetrouter ist ein Gerät, über welches Computer mit dem Internet verbunden werden. Der Internetrouter wird meistens vom Internetprovider gestellt.

<sup>4</sup> Ein Ethernet-Anschluss ist eine Anschlussbuchse für ein Netzkabel. Man findet diesen z. B. bei Computern, Routern etc.

<sup>5</sup> Ein KNXnet/IP-Router ist ein KNX-Gateway zwischen Ethernet und KNX-Zweidrahtbus (KNX TP) und ermöglicht die KNX-Kommunikation über Netzwerk.



a) Fenster für die Konfiguration der teilnehmenden Lasten



b) Fenster für die Konfiguration der Sollkurve

**Abbildung 8.4:** Grafische Oberfläche des Vorhersage-Lastmanagers<sup>[sch]</sup>



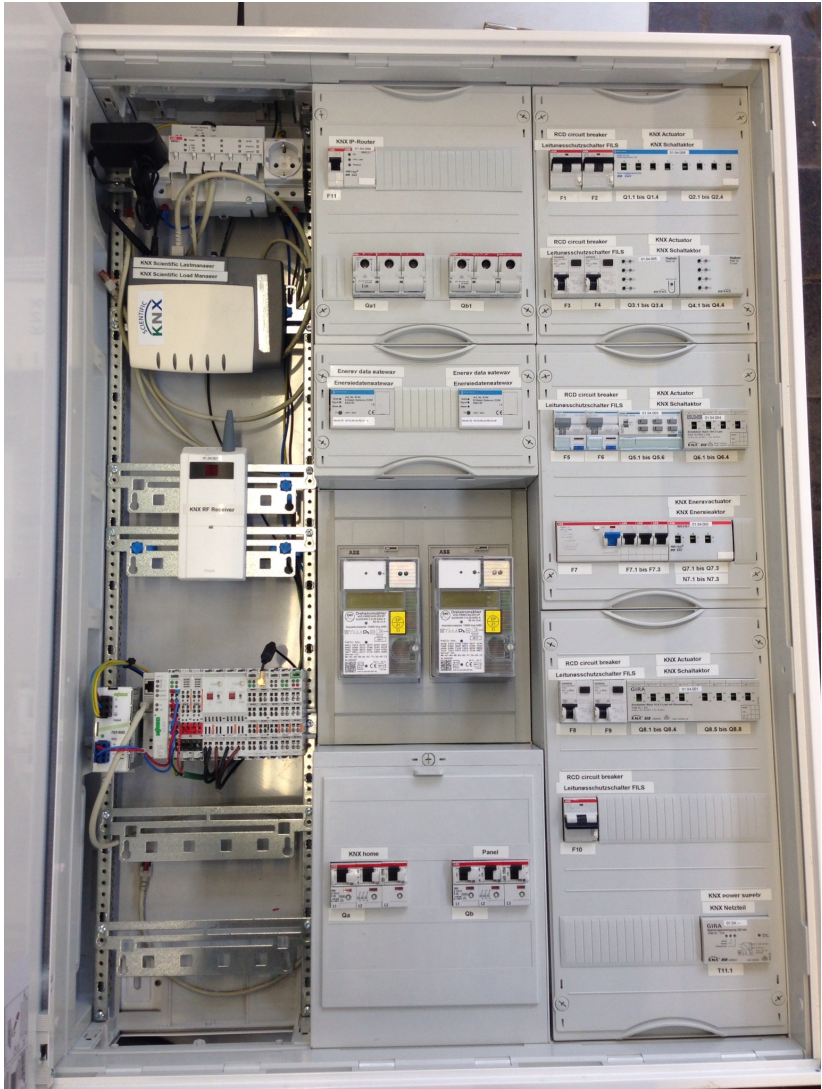


Abbildung 8.5: Vorhersage-Lastmanager in einer Elektroverteilung

---

Um das Lastmanagement mit dem Harmonisierungs-Verfahren durchführen zu können, müssen im Lastmanager die Lastprofile und die physikalischen Adressen<sup>6</sup> der am Lastmanagement teilnehmenden Schaltaktoren hinterlegt werden. Die Sollkurve kann von einem Server im Internet heruntergeladen werden. Die Haushaltsgeräte werden durch den Lastmanager über das zugehörige Gateway der Haushaltsgeräte angesteuert. Die Verwendung des Harmonisierungs-Verfahrens bietet den Vorteil, dass gute Anpassungsergebnisse aufgrund der effektiven Berücksichtigung von veränderlichen Lastprofilen (Haushaltsgeräte) erzielt werden. Der Nachteil besteht darin, dass lediglich vorhersagebasierte Lastanpassungen möglich sind, d. h., die Sollkurve oder der Tarif muss im Vorhinein für den kompletten Zeitraum des Lastmanagements bekannt sein. Der Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ (inklusive der untergeordneten Anwendungsfälle „AW2.1: Tarifmanagement“, „AW2.2 Lastmanagement“ und „AW2.3: Elektromobilität“) kann durch den Vorhersage-Lastmanager realisiert werden. Die Anbindung der Elektromobilität erfolgt über das Ein- bzw. Ausschalten der Energieversorgung der Ladesäule. Der Anwendungsfall „AW2.4: Visualisierung“ wird durch einen Computer am Teststand implementiert. Die Visualisierung des Vorhersage-Lastmanagers kann mittels eines Internetbrowsers aufgerufen werden (Abbildung 8.4), z. B. um Konfigurationen vorzunehmen. Der Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ wurde mit dem Vorhersage-Lastmanager am Teststand wie folgt implementiert:

#### *Anwendungsfall AW2: Demand Side Management*

Der Vorhersage-Lastmanager lädt einen Tarif (oder eine Sollkurve) von einem Server herunter und visualisiert diesen. Der Kunde wählt die Programme der Haushaltsgeräte aus, die am Lastmanagement teilnehmen sollen, und aktiviert deren Fernstart. Der Kunde stellt über das Visualisierungs-Display (GUI) die Randbedingungen (Zeitfenster) für die am Lastmanagement teilnehmenden Lasten und Haushaltsgeräte ein und gibt die Lasten für die Lastanpassung frei. Der Kunde aktiviert den Vorhersage-Lastmanager. Der Vorhersage-Lastmanager berechnet die optimalen Einschaltzeiten und vergleicht fortlaufend die berechneten

---

<sup>6</sup> Eine physikalische Adresse in einem KNX-Bussystem ist eine Adresse, die einem Busteilnehmer zugeordnet wird und diesen eindeutig identifiziert.

---

Startzeiten mit der Systemzeit. Stimmt eine berechnete Startzeit mit der Systemzeit überein, so startet der Vorhersage-Lastmanager die entsprechende Last. Handelt es sich dabei um ein Haushaltsgerät, so startet der Vorhersage-Lastmanager das Haushaltsgerät über das Ethernet/Powerline Gateway. Handelt es sich um eine an einen Schaltaktor angeschlossene Last, so sendet der Vorhersage-Lastmanager ein Telegramm (Startbefehl) an den entsprechenden Schaltaktor oder das entsprechende Gerätegateway für den Start der Last.

Abbildung 8.6 zeigt das zugehörige Sequenzdiagramm.

---

### 8.3.2 Hybrid-Lastmanager

---

Um den genannten Nachteil des Vorhersage-Lastmanagers ausgleichen zu können, wurde der Hybrid-Lastmanager entwickelt, welcher neben der vorhersagebasierten Lastanpassung einen Regler für die Echtzeit-Lastanpassungen bereitstellt. Die Vorhersage-Optimierung und die Echtzeit-Regelung basieren auf dem in Kapitel 5 vorgestellten Lastoptimierungs-Modell. Der Hybrid-Lastmanager ist in der Programmiersprache C# in der Teststandsoftware EisBär implementiert. Als Lösungsverfahren für den Algorithmus wird das Backtracking-Verfahren verwendet. Abbildung 8.7 zeigt die Regelungsstrategie.

#### **Vorhersage-Optimierung**

Die Vorhersage-Optimierung optimiert die Startzeiten bekannter Lasten mit bekannten Lastprofilen an die Vorhersage-Sollkurve  $P_{SP,pred}(t)$  (Abbildung 8.7). Bei der Sollkurve muss es sich um eine Leistungskurve handeln. Eventuelle Tarifkurven müssen in Leistungskurven konform zu Kapitel 5 umgewandelt werden. Als Lasten für die Teilnahme eignen sich insbesondere Lasten, die in einem bestimmten Zeitfenster zu betreiben sind, eine Mindestlaufzeit aufweisen und nicht im Betrieb unterbrochen werden dürfen (z. B. Haushaltsgeräte). Die Vorhersage-Optimierung berücksichtigt die in Abschnitt 5.4 beschriebenen Randbedingungen. Die teilnehmenden Lasten können komfortabel über jedes beliebige Display des Bussystems konfiguriert werden, da dieses direkt Telegramme mit der Teststandsoftware und

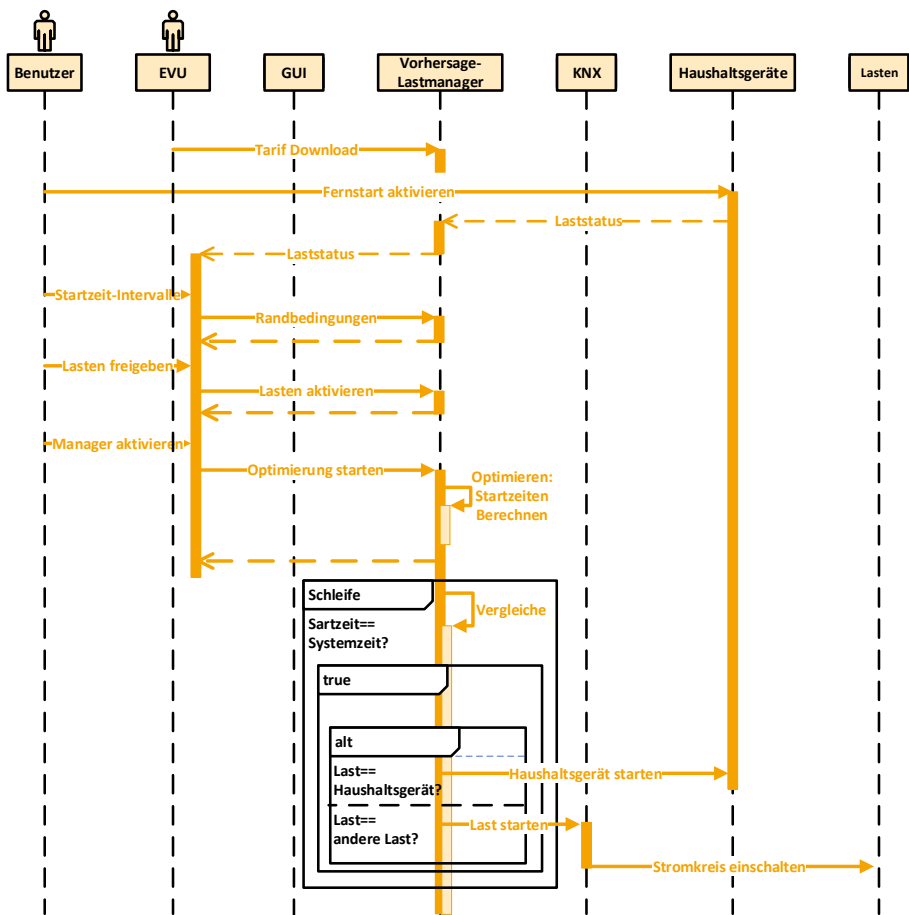
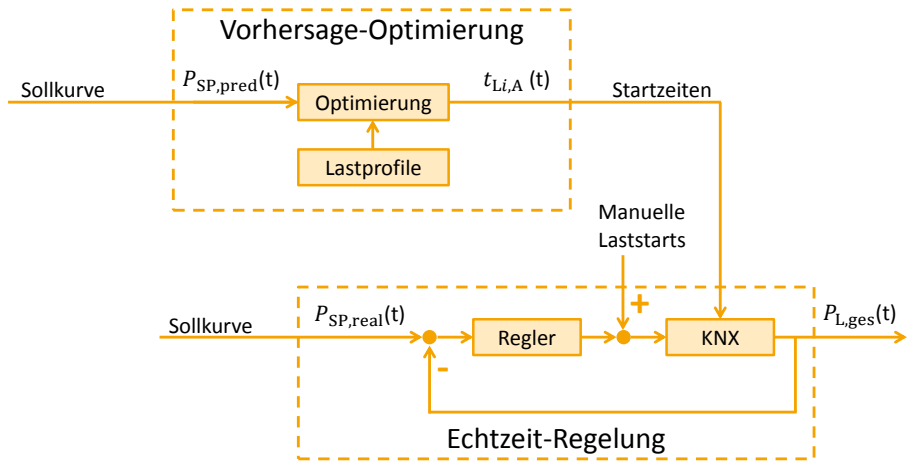


Abbildung 8.6: Sequenzdiagramm Vorhersage-Lastmanager



**Abbildung 8.7:** Regelungsstrategie des Hybrid-Lastmanagers

damit der Vorhersage-Optimierung austauschen kann. Am Teststand wird ein kommerzielles 10“ KNX-Display verwendet („AW2.4: Visualisierung“) Folgende Einstellungen können grafisch vorgenommen werden:

- *Definition der Zeitfenster*
- *Auswahl der Lasten für die Vorhersage-Optimierung*
- *Starten der Optimierung und Visualisierung der Startzeiten*

Das Optimierungsergebnis ist abhängig von den gewählten Zeitfenstern. Das beste Optimierungsergebnis wird ohne Eingabe von Randbedingungen erzielt. Hinsichtlich der Nutzerakzeptanz sind die Randbedingungen nicht zu vernachlässigen. Es wird daher ein schlechteres Optimierungsergebnis zugunsten der Nutzerakzeptanz in Kauf genommen. Die Vorhersage-Optimierung berechnet die optimalen Startzeiten der teilnehmenden Lasten  $t_{Li,A}$  innerhalb der definierten Zeitfenster. Stimmen Systemzeit und berechnete Startzeit einer Last überein, so wird die Last gestartet. Ein Unterschied zum Vorhersage-Lastmanager besteht in der Anbindung der Haushaltsgeräte. Das verwendete KNX-Display verfügt über ein eigenes Plugin für diese, so dass der Telegrammversand zum Starten der Haushaltsgeräte

---

an das KNX-Display erfolgt. Der Vorteil bei Verwendung der Teststandsoftware EisBär besteht im uneingeschränkten Telegrammaustausch zwischen Software und KNX-Feldgeräten bzw. Schnittstellen jeglicher Art. Die Aktorik für die Vorhersage-Optimierung ist daher nicht auf Haushaltsgeräte bzw. Schaltaktoren beschränkt.

### Echtzeit-Regelung

Die Echtzeit-Regelung ermöglicht u. a. das Ausregeln von Regeldifferenzen, die nach der Vorhersage-Optimierung verbleiben. Für diesen Fall ist die gleiche Sollkurve wie bei der Vorhersage-Optimierung zu verwenden. Erfolgt beispielsweise die Vorhersage-Optimierung für eine am nächsten Tag gültig werdende Tarifkurve, so kann die Echtzeit-Regelung die Regeldifferenz zwischen der am Folgetag aktuell auftretenden realen Gesamtlast und der konvertierten Tarifkurve ausregeln. Die Echtzeit-Regelung bietet zudem die Möglichkeit, Störgrößen auszuregeln, die z. B. aus manuellem Ein- bzw. Ausschalten von Lasten durch den Benutzer selbst resultieren. Ein weiterer Vorteil der Echtzeit-Regelung besteht in der Einbeziehung der aktuellen Einspeisung der gebäudeeigenen Photovoltaik-Anlage. In diesem Fall ist die aktuell gemessene Photovoltaik-Einspeisung als Sollwert zu verwenden. Für die Echtzeit-Regelung sind insbesondere Lasten geeignet, die keine Mindestlaufzeit aufweisen und die kurzfristig abgeschaltet werden können (z. B. Ladung eines Elektrofahrzeugs mit unterschiedlichen Stromstärken).

### Funktionsweise Regler

Die Sollgröße  $P_{SP,real}$  der Echtzeit-Regelung fluktuiert, wenn diese aus aktuell erfassten Messwerten stammt (z. B. Messung der Photovoltaik-Einspeisung). Der Teststand zeigte, dass der Mittelwert der Sollgröße der letzten  $\Delta t = 60\text{ s}$  sich als zweckmäßiger Sollwert erweist. Der beispielsweise aus Photovoltaik-Erzeugungsdaten gebildete Sollwert  $P_{SP,real}$  ergibt sich für den Zeitpunkt  $t$  wie folgt:

$$P_{SP,real}(t) = \frac{\int_{t-\Delta t}^t P_{PV}(t) dt}{\Delta t} \quad (8.1)$$

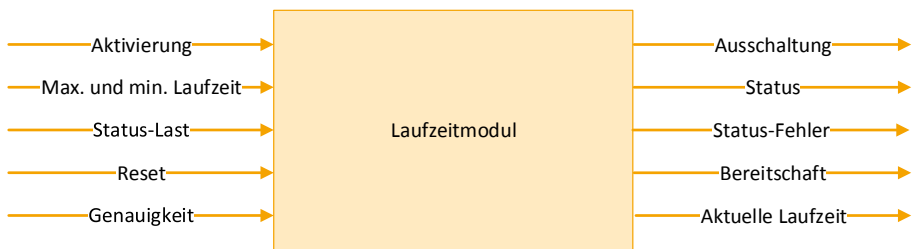
---

Durch Differenzbildung der Sollgröße  $P_{\text{SP,real}}(t)$  und der aktuellen Gesamtlast  $P_{\text{L,ges}}(t)$  bestimmt sich die Regeldifferenz:

$$P_{\Delta}(t) = P_{\text{SP,real}}(t) - P_{\text{L,ges}}(t) \quad (8.2)$$

Die Regeldifferenz ist das Maß für das weitere Zuschalten von Lasten. Die Optimierung, auf der die Echtzeit-Regelung aufbaut, benötigt Informationen über den Status der teilnehmenden Lasten, um zu erkennen, ob diese bereits in Betrieb sind. Die Status-Informationen können durch die Echtzeit-Regelung mittels KNX direkt von den Aktoren abfragt werden. Basierend auf dem Backtracking-Verfahren optimiert die Echtzeit-Regelung die an der Regelung teilnehmenden Lasten dahingehend, dass die Regeldifferenz minimiert wird. Die Anpassung erfolgt durch das Ein- bzw. Ausschalten von Lasten. Die Optimierungen erfolgen fortlaufend in kleinen Zeitabständen, was eine „Pseudo-Regelung“ ermöglicht. Generell sollten nicht die gleichen Lasten an der Vorhersage-Optimierung teilnehmen, die auch an der Echtzeit-Regelung teilnehmen. Dies lässt sich dadurch begründen, dass beispielsweise ein Haushaltsgerät, das durch die Vorhersage-Optimierung gesteuert wird, nicht im laufenden Betrieb durch die Echtzeit-Regelung abgeschaltet werden sollte. Folglich verfügt die Echtzeit-Regelung zunächst nur über eine positive Stellgröße und kann Lasten nur einschalten. Eine Lastreduktion kann nur erfolgen, wenn zuvor bereits Lasten eingeschaltet wurden, die wieder abgeschaltet werden können. Damit kann die Echtzeit-Regelung nur selbst verursachte Sollwertüberschreitungen ausregeln. Sollwertüberschreitungen, die aus der Störgröße „Benutzer“ resultieren, können nicht ausgeglichen werden. Aus diesem Grund wurde mit Unterstützung von [46] ein Laufzeitmodul entwickelt (siehe Abbildung 8.8). Dieses ermöglicht die Beobachtung der Laufzeit einer beliebigen Last und deren Freigabe für die Echtzeit-Regelung. Zugewiesen werden können eine minimale sowie eine maximale Laufzeit. Das Laufzeitmodul verfügt über einen internen Zähler, der die Summe der Gesamtlaufzeit einer Last erfasst, ungeachtet zwischenzeitigen Ein- und Ausschaltens. Die Last darf nur solange an der Vorhersage-Optimierung teilnehmen, wie sich der Zählerwert zwischen den Werten der minimalen und maximalen Laufzeit bewegt. Beim Überschreiten der maximalen Laufzeit darf die Last durch die

Echtzeit-Regelung bei Bedarf ausgeschaltet werden. Der Echtzeit-Regelung wird es damit ermöglicht, eventuelle an der Vorhersage-Optimierung teilnehmende Lasten abzuschalten, falls diese ihre maximale Laufzeit erreicht haben und dennoch weiter betrieben werden. Die Echtzeit-Regelung kann auf diese Weise die Gesamtlast des Gebäudes durch Abschalten von Lasten senken, die zuvor nicht selbst durch die Echtzeit-Regelung eingeschaltet wurden. Alternativ kann durch die Teilnahme von Elektrofahrzeugen an der Echtzeit-Regelung eine negative Stellgröße durch Rückspeisung (V2G) aus den Batterien erreicht werden. Der auf dem Hybrid-



**Abbildung 8.8:** Laufzeitmodul für Lasten

Lastmanager basierende Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ wurde mittels der Echtzeit-Regelung am Teststand wie folgt implementiert:

#### *Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“*

Der Hybrid-Lastmanager liest am Vorabend des Tages der Lastanpassung den Tarif für den nächsten Tag ein und rechnet diesen in eine Leistungs-Sollkurve um („AW2.1: Tarifmanagement“). Der Tarif wird dem Kunden auf einem Display visualisiert („AW2.4: Visualisierung“). Der Kunde wählt die Geräte und Lasten aus, die an der Vorhersage-Optimierung sowie an der Echtzeit-Regelung teilnehmen sollen. Über die Visualisierung bestimmt der Kunde die Zeitfenster (Randbedingungen), innerhalb derer die Lasten starten sollen. Der Hybrid-Lastmanager berechnet mittels der Vorhersage-Optimierung die optimalen Startzeiten für die an der Vorhersage-Optimierung teilnehmenden Lasten. Am nächsten Tag werden die berechneten Startzeiten fortlaufend mit der Systemzeit verglichen. Stimmt eine Startzeit mit der Systemzeit überein, so wird die entsprechende Last gestartet („AW2.2: Lastma-



---

nagement“). Der Hybrid-Lastmanager misst fortlaufend die Gesamtlast des Gebäudes sowie die aktuelle elektrische Leistung der Photovoltaik-Anlage. Der Hybrid-Lastmanager berechnet die Differenz zwischen der Photovoltaik-Einspeisung und der Gesamtlast (Überschussenergie) und bildet aus dieser fortlaufend den dynamischen Mittelwert, welcher als Sollwert für die Echtzeit-Regelung dient. Der Hybrid-Lastmanager passt die an der Echtzeit-Regelung teilnehmenden Lasten an die Überschusserzeugung an („AW2.2: Lastmanagement“) und lädt weiterhin ein Elektrofahrzeug in Abhängigkeit der Überschussenergie („AW2.3: Elektromobilität“).

Abbildung 8.9 zeigt das zugehörige Sequenzdiagramm.

---

## 8.4 Validierungen der Lastmanager im Teststand

---

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Validierung des Vorhersage-Lastmanagers sowie des Hybrid-Lastmanagers vorgestellt. Beide Lastmanager wurden hierfür in den Teststand integriert. Alle in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse sind Messergebnisse, die am Teststand gemessen wurden.

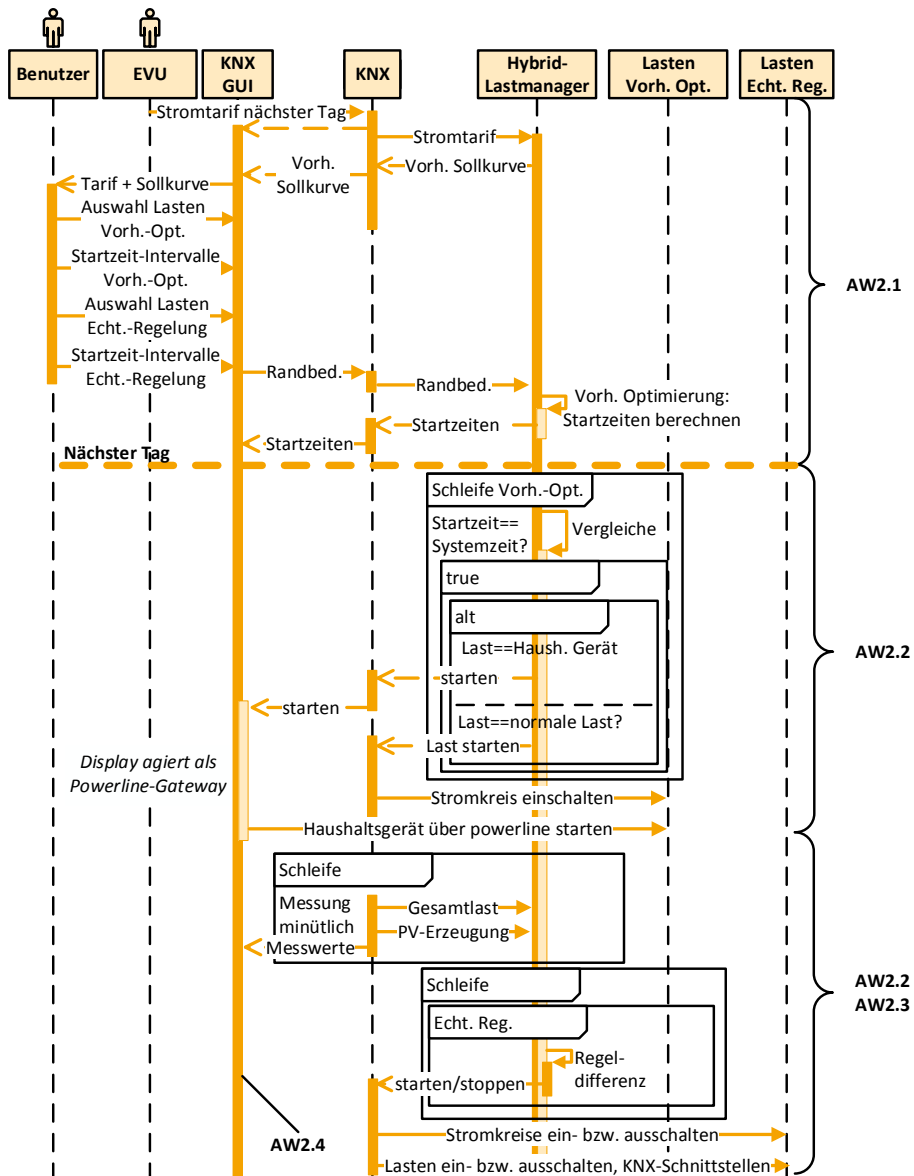
---

### 8.4.1 Validierung des Vorhersage-Lastmanagers

---

Der Vorhersage-Lastmanager optimiert die Lasten in 15-Minuten-Intervallen. Für die Validierung wird dieser im Teststand (Abbildung 8.5) zusammen mit den in Tabelle 8.1 angegebenen zehn Lasten betrieben. Die diskretisierten Lastprofile von Waschmaschine und Trockner sind im Vorhersage-Lastmanager hinterlegt. Drei Messungen dienen der Validierung:

- *Messung M1.PV*  
Anpassung an eine ideale Photovoltaik-Einspeisung im Zeitfenster 09:15 Uhr bis 23:45 Uhr
- *Messung M3.Meregio*  
Anpassung an den Meregio-Tarif (Tarif B) im Zeitfenster 10:30 Uhr bis 23:45 Uhr



**Abbildung 8.9:** Sequenzdiagramm des Hybrid-Lastmanagers für „AW2: Demand Side Management“

**Tabelle 8.1:** Validierungsergebnisse für den Vorhersage-Lastmanager<sup>[45]</sup>

Referenzlasten und Laufzeiten			Messung M1.PV					
Bezeichnung	Typ	Laufzeit in min	Berechn. Startzeit	Startzeit	Berechn. Endzeit	Endzeit		
Gr_Strahler_1	1.000 W Halogenstrahler	60	11:45:00	11:45:00	/	/		
Gr_Strahler_2	1.000 W Halogenstrahler	120	12:30:00	12:30:00	/	/		
Kl_Strahler_1	500 W Halogenstrahler	30	11:00:00	11:00:17	14:00:00	14:00:01		
Kl_Strahler_2	500 W Halogenstrahler	60	13:00:00	13:00:09	14:00:00	13:59:53		
Kl_Strahler_3	500 W Halogenstrahler	60	12:15:00	12:15:07	14:15:00	14:14:51		
Licht_1	100 W Glühlampe	180	10:45:00	10:45:17	11:45:00	11:45:21		
Licht_2	100 W Glühlampe	60	11:15:00	11:15:16	13:15:00	13:14:59		
Licht_3	100 W Glühlampe	120	13:00:00	13:00:01	13:30:00	13:29:57		
TR	Wäschetrockner	60	12:45:00	12:45:01	13:45:00	13:44:55		
WM	Waschmaschine	75	10:30:00	10:30:17	11:30:00	11:30:17		
Bezeichnung	Messung M2.EEX				Messung M3.Meregio			
	Berechn. Startzeit	Startzeit	Berechn. Endzeit	Endzeit	Berechn. Startzeit	Startzeit	Berechn. Endzeit	Endzeit
Gr_Strahler_1	04:00:00	04:00:00	/	/	17:00:00	17:00:00	/	/
Gr_Strahler_2	13:00:00	13:00:00	/	/	22:30:00	22:30:00	/	/
Kl_Strahler_1	04:30:00	04:30:02	07:30:00	07:29:37	21:00:00	21:00:04	00:00:00	00:00:06
Kl_Strahler_2	03:15:00	03:15:14	04:15:00	04:15:13	19:00:00	19:00:29	20:00:00	20:00:21
Kl_Strahler_3	02:15:00	02:14:20	04:15:00	04:15:06	22:00:00	22:00:04	00:00:00	23:59:56
Licht_1	07:00:00	06:59:43	08:00:00	07:59:35	19:00:00	19:00:21	20:00:00	20:00:13
Licht_2	05:15:00	05:14:58	07:15:00	07:14:41	22:00:00	21:59:56	00:00:00	23:59:39
Licht_3	04:45:00	04:45:02	05:15:00	05:15:06	17:45:00	17:44:24	18:15:00	18:14:19
TR	03:00:00	03:00:16	04:00:00	04:00:18	19:15:00	19:15:18	20:15:00	20:15:10
WM	04:45:00	04:45:10	05:45:00	05:44:54	23:00:00	22:59:48	00:00:00	23:59:46

- 
- *Messung M2.EEX*

Anpassung an den EEX-PHELIX-Preisindex (Tarif C) im Zeitfenster 11:15 Uhr bis 09:00 Uhr des Folgetages

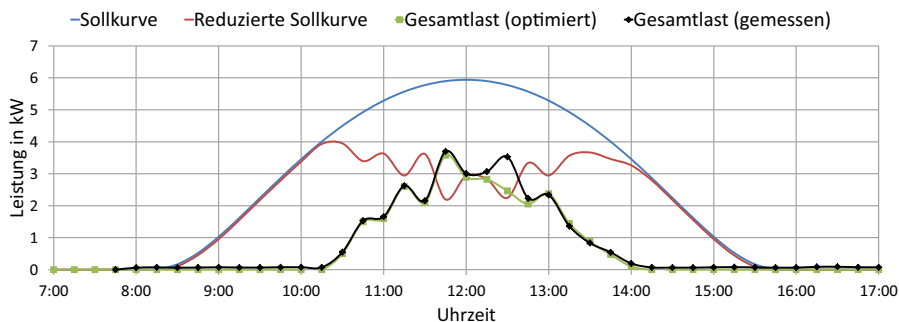
Als Randbedingungen werden die in Tabelle 8.1 angegebenen realen Laufzeiten der Haushaltsgeräte sowie die fiktiv vorgegebenen Laufzeiten der Scheinwerfer berücksichtigt. Als Sollkurven werden Leistungskurven verwendet, die, wie in Abschnitt 5.6.4 beschrieben, aus den Tarifen extrahiert wurden. Die Sollkurven sind absichtlich so gewählt, dass die Lastverläufe unterhalb der Sollkurve verlaufen. Abbildung 8.10 zeigt die Messergebnisse der drei Messungen. Die Startzeiten der Lasten wurden durch den Vorhersage-Lastmanager so bestimmt, dass die Maxima der drei Sollkurven reduziert werden. Tabelle 8.1 stellt die durch den Vorhersage-Lastmanager berechneten Startzeiten der Lasten sowie die durch den Teststand gemessenen realen Startzeiten dar. Die zeitlichen Abweichungen sind gering und tolerierbar.

---

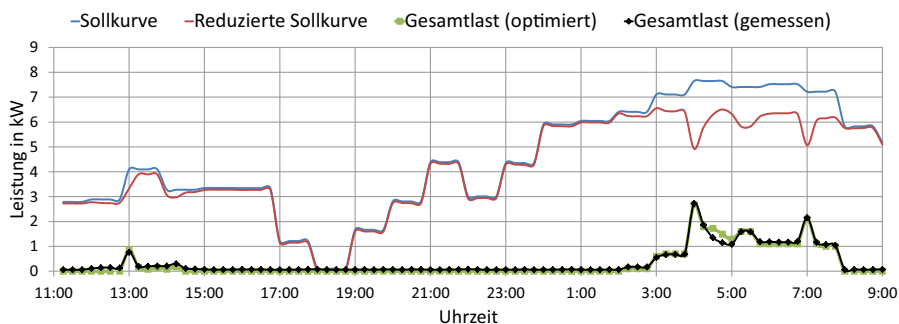
#### 8.4.2 Validierung des Hybrid-Lastmanagers

---

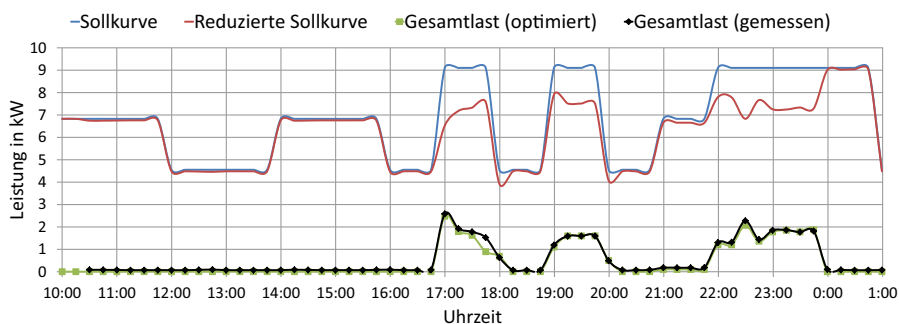
Da die Vorhersage-Optimierung des Hybrid-Lastmanagers ähnlich der des Vorhersage-Lastmanagers arbeitet, wird im Folgenden nur auf die Validierung der Echtzeit-Regelung eingegangen. Der Hybrid-Lastmanager wird so konfiguriert, dass nur einen Teil der Beleuchtung des Teststands (2 x 1.000 W, 3 x 500 W, 5 x 35 W) der Photovoltaik-Einspeisung am 08. Mai 2012 in Echtzeit nachgeführt wird. Um den Optimalfall validieren zu können, werden dem Hybrid-Lastmanager keine Randbedingungen übergeben. Das bedeutet, dass die einzelnen Beleuchtungen beliebig oft ein- und ausgeschaltet werden können und keine Mindest- bzw. Maximallaufzeiten der Beleuchtungen berücksichtigt werden müssen. Abbildung 8.11a zeigt die gemessene Gesamtlast nach der Lastanpassung sowie die gemessene Photovoltaik-Einspeisung. Die Abbildungen 8.11b und 8.11c stellen die Mittelwerte der Messdaten aus Abbildung 8.11a zur besseren Auswertung dar. Es ist erkennbar, dass der Regler die elektrische Last der Beleuchtung effektiv der Photovoltaik-Einspeisung in Echtzeit nachführt. Deutlich wird zudem die Stellgrößenbeschränkung, die erreicht wird, sobald alle an der Echtzeit-Regelung



a) M1.PV: Anpassung an Photovoltaik-Einspeisung<sup>[45]</sup>



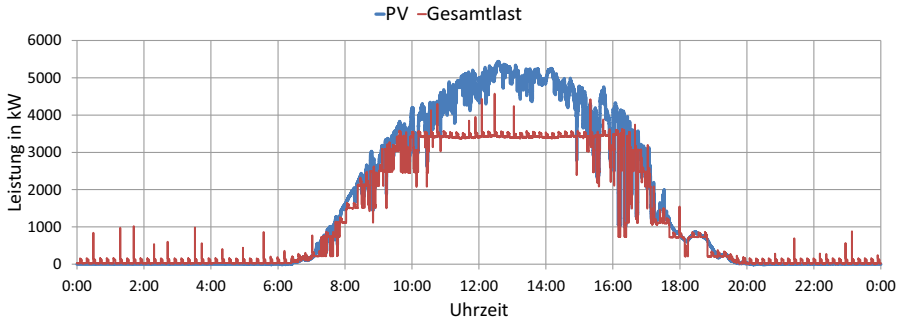
b) M2.EEX: Anpassung an EEX-Tarif<sup>[45]</sup>



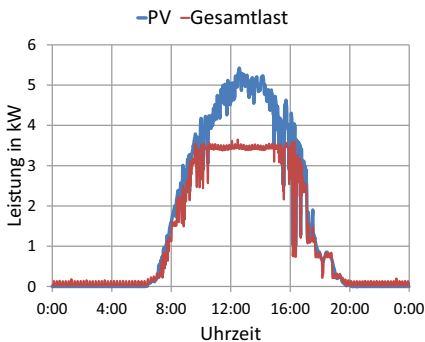
c) M3.Meregio; Anpassung an Dreistufentarif<sup>[45]</sup>

**Abbildung 8.10:** Validierung des Vorhersage-Lastmanagers durch Messungen

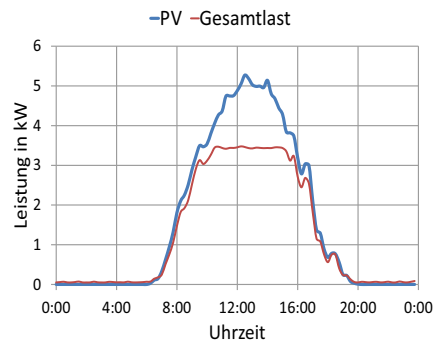
teilnehmenden Lasten eingeschaltet sind. Die Lastspitzen in Abbildung 8.11a resultieren aus einem am Teststand zeitgleich betriebenen Kühlschrank.



a) Messwerte



b) 1-Minuten-Mittelwerte



c) 15-Minuten-Mittelwerte

**Abbildung 8.11:** Validierung des Hybrid-Lastmanagers durch Messungen am 08. Mai 2012<sup>[47]</sup>

## 8.5 Lastmanagement im Projekt „Solar Decathlon 2009“

Der Solar Decathlon 2009 war ein gemeinsames Projekt des Fachgebiets Entwerfen und Energieeffizientes Bauen und des Fachgebiets Regenerative Energien unter der Federführung von Prof. Manfred Hegger seitens der Architektur und von

---

Prof. Dr.-Ing. Thomas Hartkopf seitens der Elektrotechnik. Das im Rahmen dieses Projekts entwickelte und gebaute Solarhaus „surPLUShome“ stellte den Beitrag des durch die Technische Universität Darmstadt gestellten Teams Germany zum amerikanischen „Solar Decathlon 2009“ Wettbewerb dar. Der Wettbewerb findet alle zwei Jahre statt und wird vom amerikanischen U.S. Department of Energy (DOE) veranstaltet und weltweit ausgerufen. Ziel des Wettbewerbs ist die Planung und der Bau von energieautarken Gebäuden, welche in zehn Disziplinen gegeneinander antreten. Die Projektlaufzeit betrug ein Jahr. Beteiligt waren acht Mitarbeiter der Universität sowie 25 Studenten. Die Projektleitung lag seitens der Architektur bei Dipl.-Ing. Johanna Henrich und seitens der Elektrotechnik beim Verfasser dieser Arbeit. Für den Wettbewerbszeitraum wurde „surPLUShome“ am Veranstaltungsort auf der National Mall in Washington DC., USA aufgebaut. Die Technische Universität Darmstadt belegte als Team Germany sowohl im Solar Decathlon 2009 als auch im Solar Decathlon 2007 den ersten Platz. Infolge des 2009-Sieges wurde surPLUShome aufgrund seiner energieeffizienten Bauweise sowie innovativen Gebäudesteuerung von vielen prominenten Besuchern, u.a. der Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel, dem ehemaligen Bundeswirtschaftsminister Rainer Brüderle, dem ehemaligen Bundesumweltminister Dr. Norbert Röttgen, dem Bundesverkehrsminister Dr. Peter Ramsauer sowie dem amerikanischen Energieminister Dr. Steven Chu besucht (Abbildung 8.12).

---

### 8.5.1 Technisches Konzept der Gebäudesteuerung

---

Im Folgenden wird das Konzept der Gebäudesteuerung von surPLUShome in Anlehnung an [35] beschrieben. Im Vordergrund von „surPLUShome“ steht die Nutzerakzeptanz. Komplexe Gebäudetechnologien finden nur Zustimmung, wenn sie intuitiv nutzbar sind. Bussysteme in der Gebäudetechnik verwenden in traditioneller Weise oftmals spezielle Schalter oder Taster mit bis zu acht Tastmöglichkeiten zur Lichtsteuerung (z.B. Auswahl von Lichtszenen). Da solche nur mit guter Beschriftung gehandhabt werden können, wird in surPLUShome auf solche Schalter verzichtet. Stattdessen werden konventionelle Lichtschalter mit nur einer Tastmöglichkeit für die Beleuchtungssteuerung verwendet (Ein/Aus). Komplexere Funktionen wie das Dimmen, die Auswahl von Lichtszenen sowie andere Eingaben



a) surPLUShome auf der National Mall in Washington D.C., USA<sup>[ott]</sup>



b) Innenraum<sup>[ott]</sup>



c) Sieger-Foto des Teams Germany<sup>[klu]</sup>



d) Prominenter Besuch der Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel<sup>[tud]</sup>



e) Bundesverkehrsminister Dr. Peter Ramsauer bei der Begutachtung der Elektromobilität<sup>[bmvi]</sup>



f) Prominenter Besuch des U.S. Energieministers Dr. Steven Chu<sup>[klu]</sup>

**Abbildung 8.12:** Solarhaus „surPLUShome“, Gewinner des U.S. Solar Decathlon 2009



---

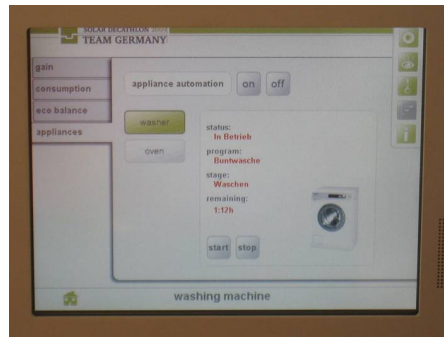
zur Steuerung des Gebäudes sind ausschließlich über ein in die Wand eingelassene Visualisierung sowie ein mobiles Touchpanel möglich. Zusätzlich können auf den Touchpanel Status-Informationen abgerufen werden. Die grafische Oberfläche ermöglicht eine intuitive Bedienung des Hauses und gewährleistet, dass Status-Informationen oder Steuereingaben visuell leicht durch den Nutzer erfassbar sind. In surPLUShome sind alle technischen Systeme miteinander vernetzt. Das zentrale System bildet eine KNX-Gebäudesteuerung gekoppelt mit einem Crestron-Multimedia-System. Ein Steuerprozessor fungiert in Kombination mit einer KNX-Speicherprogrammierbaren-Steuerung als Gebäudeleittechnik von surPLUShome. Sämtliche Messdaten werden in Echtzeit aufgenommen und ausgewertet. Dabei handelt es sich unter anderem um die Messdaten der Energieerzeugung durch die gebäudeeigene Photovoltaik-Anlage, sowie um Messdaten sämtlicher Stromkreise. Eine Stromampel am Touchpanel visualisiert den energetischen Zustand des Gebäudes (rot: Gesamtverbrauch > Photovoltaik-Einspeisung, gelb: Gesamtverbrauch und Photovoltaik-Einspeisung sind annähernd gleich, grün: Photovoltaik-Einspeisung > Verbrauch). Die Stromampel motiviert die Bewohner, ggf. aktuell nicht benötigte Energieverbraucher abzuschalten. In Abhängigkeit der Sensorik können zusätzlich Aktoren des KNX-Bussystems auslösen. Dadurch wird ein Lastmanagement ermöglicht: Elektrische Verbraucher können automatisiert gestartet werden, wenn genügend Leistung durch die eigene Photovoltaik-Anlage erzeugt wird. Der Bezug von Fremdenergie aus dem Energieversorgungsnetz wird dadurch minimiert. Die größten elektrischen Verbräuche im surPLUShome entstehen durch die Haushaltsgeräte (Waschmaschine, Trockner und Wärmepumpe). In surPLUShome können diese, genauso wie am Teststand, durch ein auf die Stromleitung modulierte Datensignal (Powerline) zu einem durch die Gebäudeleittechnik als günstig identifizierten Zeitpunkt gestartet werden. Das Gebäude surPLUShome ist zudem für die Nachführung der eigenen Verbraucher an zeitvariable Stromtarife vorbereitet. Zwei an die Gebäudesteuerung angeschlossene intelligente (abrechnungsrelevante) Stromzähler messen sekundlich die verbrauchte und eingespeiste elektrische Energie und können dem zugehörigen Anbieter anonymisiert in 15-Minuten-Intervallen Rückmeldungen über den energetischen Zustand übermitteln. Abbildung 8.13a zeigt die KNX-Elektroverteilungen im Außenbereich von surPLUShome, die die intelligenten Stromzähler enthalten.

---

## 8.5.2 Lastmanagement in surPLUShome

---

Die Entwicklung und Umsetzung der Gebäudesteuerung sowie Elektroinstallationen von surPLUShome war eine der zentralen Aufgaben dieser Dissertation. Zum Zeitpunkt des Projekts „Solar Decathlon 2009“ befanden sich die in dieser Dissertation entwickelten Algorithmen und Anwendungsfälle noch im Anfangsstadium. In surPLUShome wurde dennoch ein auf Regeln basiertes Lastmanagement realisiert. Die Hauptverbraucher (Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine) des ohnehin sehr effizienten Gebäudes können automatisiert gestartet werden, falls die Überschussleistung der Photovoltaik-Anlage mindestens fünf Minuten lang größer ist als die maximale Lastspitze des zu startenden Haushaltsgeräts. Abbildung 8.13b zeigt die grafische Oberfläche für das Lastmanagement der Haushaltsgeräte. Mit dem grünen Button wird das Lastmanagement aktiviert. Das Bild zeigt die Status-Anzeige der durch das Lastmanagement gestarteten und gerade laufenden Waschmaschine.



a) KNX-Elektroverteilungen im Außenbereich<sup>[ott]</sup> b) Visualisierung Haushaltsgeräte-DSM

**Abbildung 8.13:** Lastmanagementfähige Gebäudesteuerung von surPLUShome

---

## 8.6 Kommerzielle Implementierungen des Hybrid-Lastmanagers

---

Neue KNX-Funktionalitäten können ausschließlich durch die KNX-Geräte-Hersteller sowie die KNX Association spezifiziert werden. Da es sich bei dem KNX-Bussystem

---

um ein herstellerübergreifendes System handelt, ist oftmals auf der Protokollseite nur die Definition neuer Datenpunkte<sup>7</sup> bzw. Datenpunkttypen<sup>8</sup> sowie die Definition von Funktionsblöcken<sup>9</sup> notwendig. Die spezifizierten Funktionsblöcke bzw. Datenpunkte können von Geräteherstellern für die Implementierung von Geräten verwendet werden. In diesem Abschnitt wird ein möglicher Vorschlag für Funktionsblöcke basierend auf den in dieser Dissertation entwickelten Algorithmen für die Implementierung des Hybrid-Lastmanagers unterbreitet.

Ein Funktionsblock ist ein Block, der über Ein- bzw. Ausgänge verfügt und eine Funktion realisiert. Die Ein- und Ausgänge werden Datenpunkte genannt. Man unterscheidet vier verschiedene Typen, wobei der wichtigste das Group Object Datapoint ist. Mit diesem ist die spontane Übertragung von Werten wie z.B. Temperaturen, Energien, Leistungen etc. zwischen Funktionsblöcken und damit auch zwischen KNX-Feldgeräten möglich. Grundsätzlich können auch Arrays übertragen werden, z. B. zur Übertragung von Lastprofilen. Ein Datenpunkttyp beschreibt das Format eines Datenpunktes (Zahlenformat, Anzahl der Binärstellen, Inhalte). So besteht ein Datenpunkt, der z. B. für das Schalten eines Kanals eines Schaltaktors verwendet wird, aus dem Datenpunkttyp „DPT\_Switch“ aus einem 1-Bit-Format mit der Kodierung (0=Aus, 1=An)<sup>[22]</sup>. Ein Datenpunkt, der für die Erhöhung eines Schrittes (z.B. Sollwerterhöhung bei einem Thermostat) benötigt wird, besteht aus dem Datenpunkttyp „DPT\_Step“ mit einem anderen booleschem Format (0=verringern, 1=erhöhen)<sup>[22]</sup>. Dieses Beispiel veranschaulicht, dass Datenpunkttypen zudem die Kodierung der einzelnen Datenpunkte aufschlüsseln. Funktionsblöcke können neben Datenpunkten auch Parameter enthalten, die z.B. durch die ETS später konfigurierbar sind. Ein entwickeltes Feldgerät kann einen oder mehrere Funktionsblöcke enthalten. Die Implementierung des Hybrid-Lastmanagers könnte durch die vereinfacht dargestellten Funktionsblöcke in Abbildung 8.14 realisiert werden.

---

<sup>7</sup> Ein KNX-Datenpunkt beschreibt allgemein den Eingang oder Ausgang eines Funktionsblocks.

<sup>8</sup> Ein KNX-Datenpunkttyp beschreibt das Format und die Kodierung eines Datenpunkts.

<sup>9</sup> Ein KNX-Funktionsblock implementiert eine Funktion und verfügt über Ein- und Ausgänge sowie Parameter.

---

## 8.6.1 Implementierung der Vorhersage-Optimierung

---

Die Randbedingungen für die Vorhersage-Optimierung (z. B. die durch den Benutzer einstellbaren Zeitfenster, in denen eine Last betrieben werden muss) können mit Zeit-Datenpunkten realisiert werden. Die Sollkurve sowie die Lastprofile können als Parameter hinterlegt werden. Eine Tarifkurve kann über einen Datenpunkt übermittelt werden (dies ist derzeit noch nicht möglich). Der Ausgang des Optimierers kann im einfachsten Fall durch einen booleschen Datenpunkt realisiert werden, der direkt einen Aktor schalten kann. Bei komplexeren Geräten wie HLK-Geräten, können andere Datenpunkte gewählt werden. Der Optimierer ist also nicht beschränkt auf das ausschließliche Schalten von Stromkreisen durch Schaltaktoren. Abbildung 8.14a zeigt den zugehörigen Funktionsblock.

---

## 8.6.2 Implementierung der Echtzeit-Regelung

---

Der Regler benötigt zur korrekten Arbeitsweise den Status der an der Echtzeit-Regelung teilnehmenden Lasten, um ermitteln zu können, ob diese Lasten bereits in Betrieb oder noch verfügbar sind. Schaltaktoren können diesen Status für jeden ihrer Kanäle übermitteln. Die meisten an KNX über Geräteschnittstellen angeschlossenen Feldgeräte können dies ebenfalls. Abbildung 8.14b zeigt den zugehörigen Funktionsblock.

---

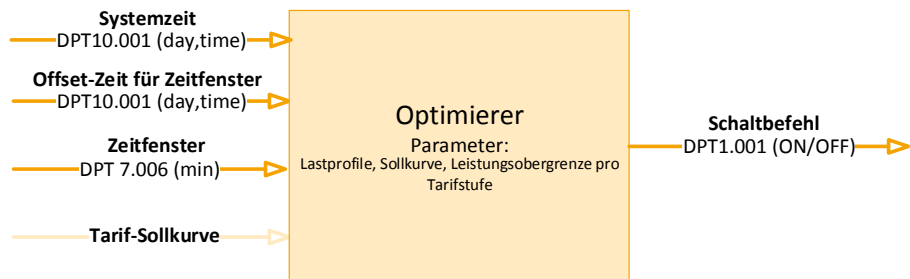
## 8.6.3 Spezifikationsbedarf

---

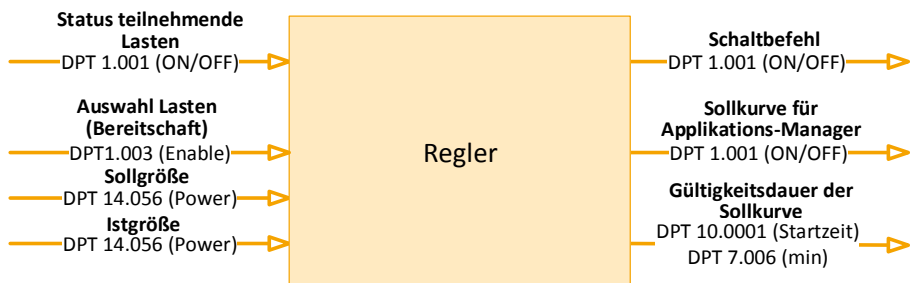
Derzeit ist die Tarifauswertung mit KNX nur über Umwege möglich, da Bedarf an Datenpunkten sowie Datenpunkttypen besteht, die dies gewährleisten. Da KNX ein dezentrales System darstellt, wird wahrscheinlich in späteren Anwendungen keine direkte Steuerung der Lasten durch einen Funktionsblock „Optimierer“ oder „Regler“ durchgeführt. Vielmehr kann insbesondere die Echtzeit-Regelung dafür verwendet werden, Sollkurven an dezentrale Applikationsmanager<sup>10</sup> (z. B. HLK,

---

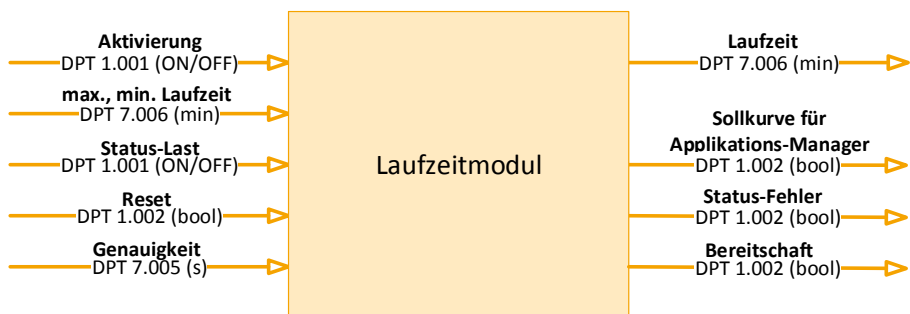
<sup>10</sup> Ein Applikationsmanager ist ein Softwarekonstrukt, welches untergeordnet Applikationscontroller oder Systeme verwalten kann. Ein HLK-Applikationsmanager kann z. B. untergeordnete Systeme wie Klimaanlage, Wärmepumpe etc. eigenständig steuern und regeln.



a) Vorhersage-Optimierung



b) Echtzeit-Regelung



c) Laufzeitmodul

**Abbildung 8.14:** Vereinfachte Darstellungen möglicher Funktionsblöcke für die Implementierung der Vorhersage-Optimierung und der Echtzeit-Regelung

---

Licht, Weiße Ware etc.) zu übergeben. In diesem Fall handelt es sich nicht mehr um eine Echtzeit-Regelung, sondern eine Steuerung der dezentralen KNX-Gewerke über Sollkurven. Die dezentralen Applikationsmanager können dann wiederum entscheiden, ob sie Lasten an die Sollkurve anpassen können oder gar dürfen. Insbesondere Entwicklungsbedarf besteht in der Anpassung der Zeitschritte der Echtzeit-Regelung. Es könnte der Fall auftreten, dass unterschiedliche Applikationsmanager unterschiedliche Zeitschritte unterstützen.

---

## **8.7 Zusammenfassung und Fazit**

---

In diesem Kapitel wurde die Implementierung von Lastmanagern auf Basis der in Kapitel 5 entwickelten Modelle sowie den in Kapitel 6 definierten Anwendungsfällen behandelt. Die Anwendungsfälle sind hierfür im Detail ausgearbeitet und textlich sowie durch Sequenzdiagramme beschrieben. Die zugehörige Implementierung zweier Lastmanager, dem Vorhersage-Lastmanager und dem Hybrid Lastmanager wird vorgestellt. Die Validierung beider Lastmanager am Gebäudetechnik-Teststand zeigte, dass beide Lastmanager hervorragende Ergebnisse erzielen.

---

## 9 Felderfahrung mit den Lastmanagement-Algorithmen

Die Feldversuche am Teststand zeigten, dass insbesondere der Hybrid-Lastmanager effizient ein Lastmanagement umsetzen kann. Die Gründe sind:

- *Stabilerer Buszugriff*  
Da der Hybrid-Lastmanager in der KNX-kompatiblen Software EisBär implementiert ist, besteht uneingeschränkter Buszugang.
- *Größere Flexibilität*  
Bedingt durch die Hybrid-Regelstrategie ergibt sich eine größere Flexibilität als beim Vorhersage-Lastmanager.
- *Bessere Umsetzbarkeit*  
Der Hybrid-Lastmanager basiert auf typischen KNX-Datenpunkten. Seine Funktionen können problemlos in KNX-Funktionsblöcken abgebildet werden.

Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse der Feldversuche mit dem Hybrid-Lastmanager vorgestellt. Bei den folgenden Diagrammen handelt es sich um Messergebnisse.

---

### 9.1 Antwortverhalten der Echtzeit-Regelung

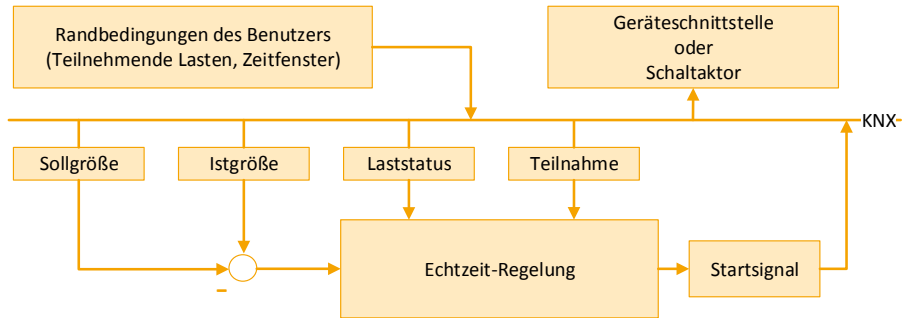
---

Bei Einsatz des Hybrid-Lastmanagers können Störgrößen durch das manuelle Ein- und Ausschalten von Lasten durch den Benutzer entstehen. Dies hat Auswirkungen auf die Gesamtlast und resultiert in Störgrößen-Sprüngen. Führungsgrößen-Sprünge können auftreten, falls die Führungsgrößen (Sollgröße) aus fluktuierenden Messwerten (z. B. Photovoltaik-Einspeisung etc.) gebildet werden. Abbil-

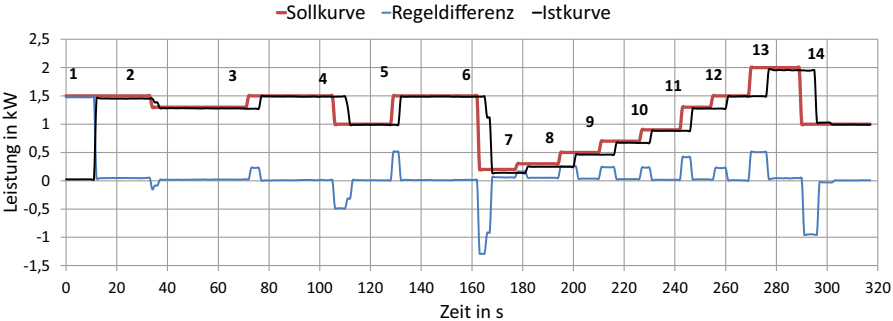
---

dung 9.1a zeigt das Schema der Echtzeit-Regelung in Interaktion mit dem KNX-Bussystem. Die Ermittlung der Sprungantworten der Führungsgrößen-Sprünge wird durch Messung von neun an der Echtzeit-Regelung teilnehmenden Lasten (2 x 1.000 W, 3 x 500 W, 4 x 100 W) ermittelt. Die Störgrößen-Sprünge werden durch das manuelle Schalten eines 1.000 W-Strahlers sowie eines 500 W-Strahlers erzeugt. An der Echtzeit-Regelung nehmen alle Lasten des Teststands teil. Die Abbildungen 9.1b und 9.1c zeigen die Sprungantworten der Führungsgrößen- sowie Störgrößen-Sprünge und die Ausregelung der Regeldifferenz durch die zum Zeitpunkt 1 aktivierte Echtzeit-Regelung. Die Zeitpunkte der Sprünge sind nummeriert. Zu den Zeitpunkten 2, 4 und 7 wird die Last manuell erhöht, zu den Zeitpunkten 3, 5, 6, 8 und 9 wird die Last reduziert. Da die Lasten keinen Randbedingungen unterliegen, kann die Echtzeit-Regelung die Lasten in beliebigen Kombinationen schalten. Die effektive Ausregelung der Regeldifferenz gelingt, weil der Regler über eine genügend große Anzahl an teilnehmenden Lasten und damit eine genügend große Stellgröße verfügt. Beim Ausregeln der Sprünge kommt es zu nahezu keinem Überschwingen, da die Echtzeit-Regelung auf dem Optimierungsalgorithmus basiert und Regeldifferenzen in geringem Maße toleriert. Eine hohe Abfolge an Änderungen in der Führungsgröße kann zu einer hohen Anzahl an Schalthandlungen führen. Ohne für die Lasten festgelegte Randbedingungen führt dies dazu, dass Lasten häufig abwechselnd ein- und ausgeschaltet werden. Dieser Effekt kann durch die dynamische Mittelwertbildung (siehe Abschnitt 8.3.2) der Führungsgröße reduziert werden. Für die Echtzeit-Regelung eignen sich insbesondere Lasten, die keine feste Laufzeit aufweisen und während des Betriebs unterbrochen werden können (z. B. Elektrofahrzeuge). Dies ist einer der Gründe für die Kombination der Echtzeit-Regelung mit der Vorhersage-Optimierung. Lasten mit festen Laufzeiten (z. B. Haushaltsgeräte) können im Vorfeld durch Optimierung angepasst werden. Damit sind diese Geräte fest eingeplant und werden nicht ungeplant durch den Benutzer eingeschaltet.

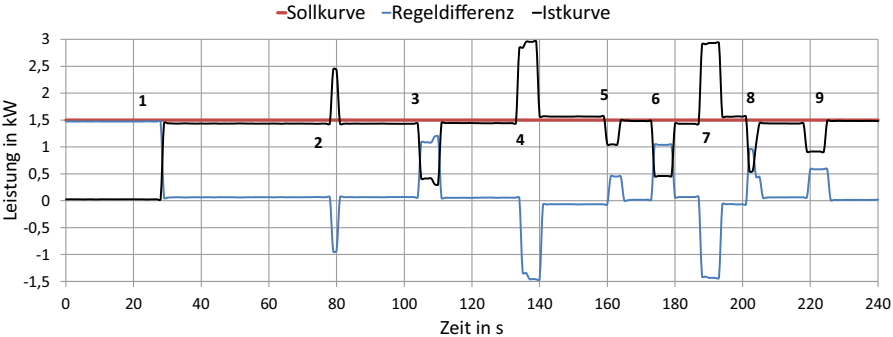




a) Schema Echtzeit-Regelung



b) Führungsgrößen-Sprung



c) Störgrößen-Sprung

**Abbildung 9.1:** Sprungantworten der Führungs- und Störgrößen-Sprünge<sup>[46]</sup>

---

## 9.2 Validierung der implementierten Anwendungsfälle

---

In diesem Abschnitt werden die am Teststand implementierten Demand-Response- und Demand-Side-Management-Anwendungsfälle sowie die zugehörigen Ergebnisse vorgestellt.

---

### 9.2.1 Vorhersage-Lastanpassung an einen TOU-Tarif

---

Der folgende Anwendungsfall beschreibt die Vorhersage-Lastanpassung von Haushaltsgeräten an einen für den nächsten Tag gültigen TOU-Tarif.

*Anwendungsfall: Vorhersage-Optimierung an einen TOU-Tarif*

Dem Kunden bzw. der Gebäudesteuerung wird am Vorabend ein für den nächsten Tag gültiger TOU-Tarif übermittelt. Der Kunde definiert am Vorabend die Zeitfenster, innerhalb derer die Haushaltsgeräte am nächsten Tag durch das Lastmanagement automatisiert betrieben werden sollen. Der Vorhersage- bzw. der Hybrid-Lastmanager optimieren die Startzeiten der Haushaltsgeräte dahingehend, dass diese am nächsten Tag während der definierten Zeitfenster betrieben werden und Energiekosten eingespart werden.

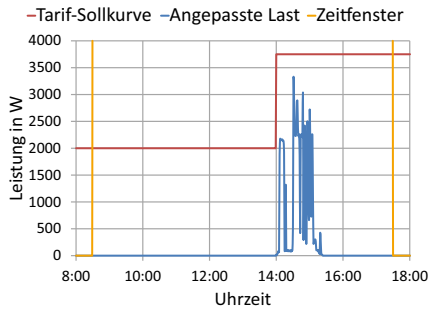
Die Lastmanager wandeln Tarifkurven in Leistungskurven um. Die Lasten werden damit an eine Leistungs-Sollkurve optimiert. Das bietet den Vorteil, dass eine Lastobergrenze berücksichtigt wird und sogar ein statisches Demand Response möglich wird, da die in Abbildung 9.2d dargestellte Lastspitze vermieden wird. Die Zuordnung der Lastobergrenzen kann über Parameter vorgenommen werden. Abbildung 9.2 visualisiert die Messergebnisse für die Lastanpassung von Haushaltsgeräten an einen TOU-Tarif innerhalb eines definierten Zeitfensters. Für die Erzeugung der Messdaten standen eine Waschmaschine und ein Trockner zur Verfügung. Alle weiteren Geräte wurden simuliert.

---

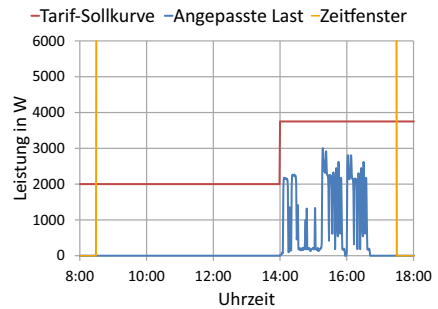
### 9.2.2 Vorhersage-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung

---

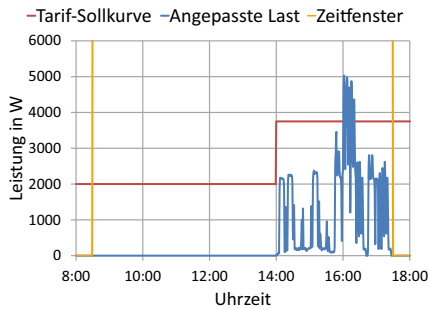
Dieser Anwendungsfall beschreibt die Lastanpassung an eine für den nächsten Tag gültige Prognosekurve einer Photovoltaik-Einspeisung.



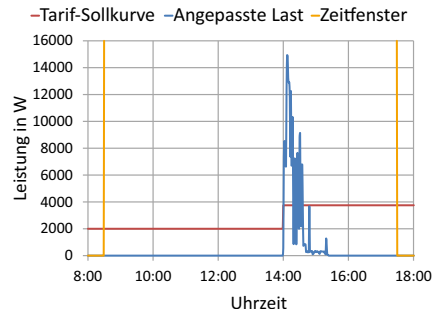
a) Eine Waschmaschine und ein Trockner



b) Zwei Waschmaschinen und zwei Trockner



c) Drei Waschmaschinen und drei Trockner



d) Statisches Demand Response: Drei Waschmaschinen und drei Trockner

**Abbildung 9.2:** Vorhersage-Lastanpassung von Haushaltsgeräten<sup>[46]</sup>

#### Anwendungsfall: Vorhersage-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung

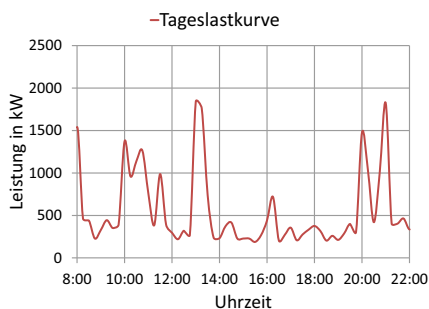
Der Kunde wählt am Vorabend die Lasten für die Teilnahme an der Vorhersage-Optimierung für den nächsten Tag aus. Er legt die Zeitfenster (Randbedingungen) fest, innerhalb derer die Lasten am nächsten Tag betrieben werden sollen. Der Hybrid-Lastmanager optimiert die Einschaltzeiten in Abhängigkeit der Randbedingung sowie der prognostizierten Photovoltaik-Einspeisung. Am Folgetag startet der Hybrid-Lastmanager die teilnehmenden Geräte zu den berechneten Startzeiten.

Da nicht alle vorhandenen Lasten an der Optimierung teilnehmen, bestimmt der Hybrid-Lastmanager als Sollgröße für die Optimierung die Residualerzeugung. Als Residualerzeugung wird die prognostizierte Photovoltaik-Einspeisung abzüglich einer für diesen Zeitraum bekannten Lastkurve bezeichnet. Folglich ergibt sich die Residualerzeugung aus der Differenz der Beträge der prognostizierten Einspeisung  $P_{SP,pred}$  und der erwarteten Basislast  $P_{base,pred}$ . Die Basislast bestimmt sich aus den Lasten, die nicht an der Lastanpassung teilnehmen und deren Startzeiten im Vorfeld für den Optimierungszeitraum  $t_{SP,A} \leq t \leq t_{SP,\Omega}$  bekannt sind:

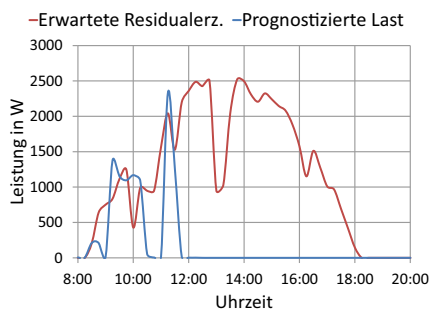
$$P_{SP,pred}(t) = P_{PV,pred}(t) - P_{base,pred}(t) \quad (9.1)$$

Die Basislast kann in Realität empirisch durch Messdaten aus der Vergangenheit ermittelt werden. Dieser Anwendungsfall wurde am Teststand mit vier Lasten (Waschmaschine, Trockner, 2 x 100 W mit einer Laufzeit von jeweils 30 Minuten sowie 1 x 1.000 W mit einer Laufzeit von 60 Minuten) erprobt. Abbildung 9.3b stellt die erwartete Residualerzeugung gemäß Gleichung 9.1 sowie die durch den Hybrid-Lastmanager intern berechnete nach dem Lastmanagement resultierende Lastkurve der teilnehmenden Lasten dar. Die Basislast wurde hierbei fiktiv angenommen (siehe Abbildung 9.3a), die Prognose der Photovoltaik-Einspeisung wurde in Abhängigkeit des Sonnenaufgangs und -untergangs berechnet (siehe Abbildung 9.3c).<sup>1</sup> Abbildung 9.3d zeigt die Messdaten des tatsächlichen Lastverlaufs sowie der tatsächlichen Photovoltaik-Einspeisung des nächsten Tages. Es zeigt sich, dass aufgrund des großen Fehlers zwischen prognostizierter und tatsächlicher Photovoltaik-Einspeisung die Vorhersage-Lastanpassung zwar funktioniert, aber ohne Echtzeit-Regelung keine praktikable Lösung darstellt.

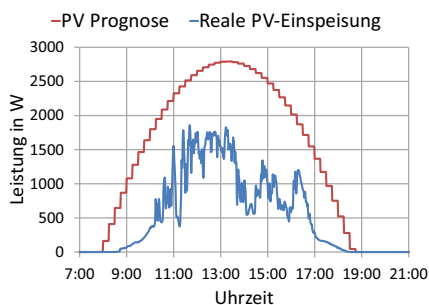
<sup>1</sup> Es wurde nur ein Teil des Solargenerators des Teststands und damit nur ein Teil der PV-Wechselrichter für die Messungen verwendet, damit die Lasten quantitativ in der gleichen Größenordnung wie die Photovoltaik-Einspeisung liegen.



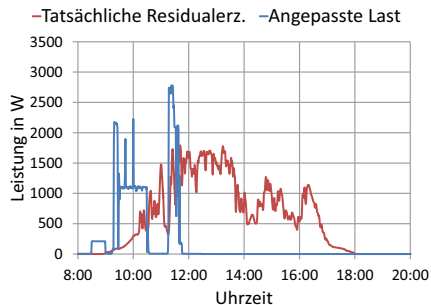
a) Basislast



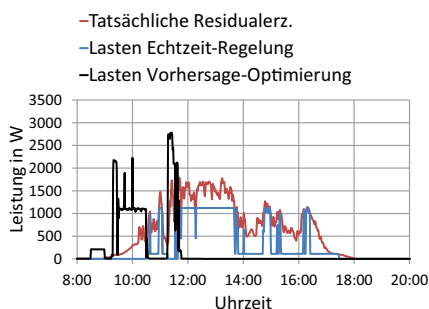
b) Vorhersagebasierte Lastanpassung



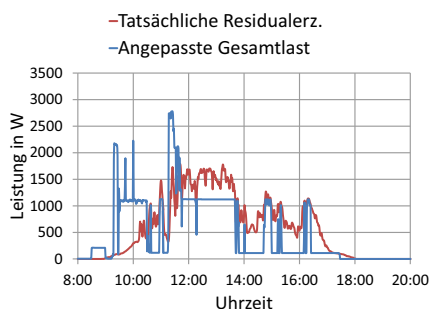
c) Prognostizierte und reale Photovoltaik-Einspeisung



d) Messdaten der Lastanpassung



e) Vorhersage-Opt. und Echtzeit-Reg.



f) Last nach Vorhersage-Opt. und Echtzeit-Reg.

**Abbildung 9.3:** Vorhersage- und Echtzeit-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung<sup>[46]</sup>

---

### 9.2.3 Vorhersage- und Echtzeit-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung

---

Dieser Anwendungsfall beschreibt die Lastanpassung an eine für den nächsten Tag gültige Prognosekurve einer Photovoltaik-Einspeisung sowie die Ausregelung des Anpassungsfehlers durch die Echtzeit-Regelung.

#### *Anwendungsfall: Vorhersage- und Echtzeit-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung*

Der Kunde wählt am Vorabend für den Folgetag die teilnehmenden Lasten für die Vorhersage-Optimierung sowie die teilnehmenden Lasten für die Echtzeit-Regelung aus. Er legt die Zeitfenster (Randbedingungen) fest, innerhalb derer die Lasten am nächsten Tag betrieben werden sollen. In Abhängigkeit der Randbedingung sowie der prognostizierten Photovoltaik-Einspeisung optimiert der Hybrid-Lastmanager die Einschaltzeiten der an der Vorhersage-Optimierung teilnehmenden Lasten. Am Folgetag startet der Hybrid-Lastmanager die an der Vorhersage-Optimierung teilnehmenden Lasten zu den berechneten Startzeiten. Parallel dazu regelt der Hybrid-Lastmanager die entstehende Differenz zwischen Lastkurve und realer Photovoltaik-Einspeisung durch die Echtzeit-Regelung aus.

Da dieser Anwendungsfall auf dem im vorherigen Abschnitt beschriebenen Anwendungsfall basiert, werden für die Vorhersage-Optimierung die gleichen Lasten verwendet. Für die Echtzeit-Regelung werden ein 1.000 W-Strahler sowie drei 35 W-Spots verwendet. Die Echtzeit-Regelung regelt die Regeldifferenz zwischen der realen Photovoltaik-Einspeisung und der Gesamtlast mit den an der Echtzeit-Regelung teilnehmenden Lasten aus. Abbildung 9.3e stellt die tatsächliche Residualerzeugung sowie die nach der Lastanpassung gemessene Gesamtlast der an der Vorhersage-Optimierung teilnehmenden Lasten sowie die Gesamtlast der an der Echtzeit-Regelung teilnehmenden Lasten dar. Abbildung 9.3f stellt die tatsächliche Residualerzeugung im Vergleich zur Gesamtlastkurve nach dem Lastmanagement dar. Die Echtzeit-Regelung erzielt gute Ergebnisse bei der Eigenverbrauchserhöhung. Es gelingt allerdings nicht, die durch die Vorhersage-Optimierung entstandenen Lastspitzen (bedingt durch den zu großen Prognosefehler) durch Abschalten

---

der an Echtzeit-Regelung teilnehmenden Lasten zu kompensieren. Das liegt daran, dass diese Lastspitzen ausschließlich durch die Basislast und durch die Haushaltsgeräte entstehen und eine negative Stellgröße der Echtzeit-Regelung zunächst nicht möglich ist. Abhilfe kann entweder das in Abschnitt 8.3.2 vorgestellte Laufzeitmodul oder die Elektromobilität bzw. die Verwendung von Batteriespeichern für z. B. Rückspeisungen (V2G) schaffen, da dadurch negative Stellgrößen ermöglicht werden. Zudem müssen bezüglich der Ladung oder Entladung von Batterien keine Mindestlaufzeiten wie bei den Haushaltsgeräten berücksichtigt werden. Ist grundsätzlich keine vorrangige Abnahme der Energieerzeugung aus der eigenen Photovoltaik-Anlage gefordert, so ist ein Bezug von Energie aus dem Energieversorgungsnetz nicht zwangsläufig nachteilig. Abbildung 9.4 zeigt mehrere Testläufe des Hybrid-Lastmanagers mit dem Laufzeit-Modul für diesen Anwendungsfall. Bei genügend großer Stellgröße werden akzeptable Ergebnisse erzielt.

---

#### 9.2.4 Laden eines Elektrofahrzeugs mit Überschussenergie

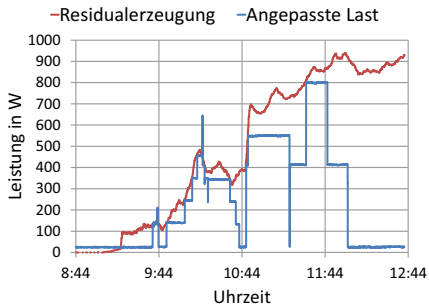
---

Dieser Anwendungsfall beschreibt das vorrangige Laden von Elektrofahrzeugen mit Überschussenergie aus Photovoltaik-Anlagen.

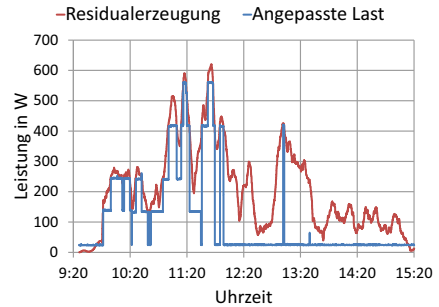
##### *Anwendungsfall: Laden eines Elektrofahrzeugs mit Überschussenergie*

Der Kunde verfügt über ein Elektrofahrzeug, das vorrangig mit Überschussenergie aus der gebäudeeigenen Photovoltaik-Anlage geladen werden soll. Der Kunde muss hierfür sein Fahrzeug an die Ladesäule des Gebäudes anschließen. Der Hybrid-Lastmanager regelt die Ladung des Fahrzeugs in Abhängigkeit der Überschussenergie.

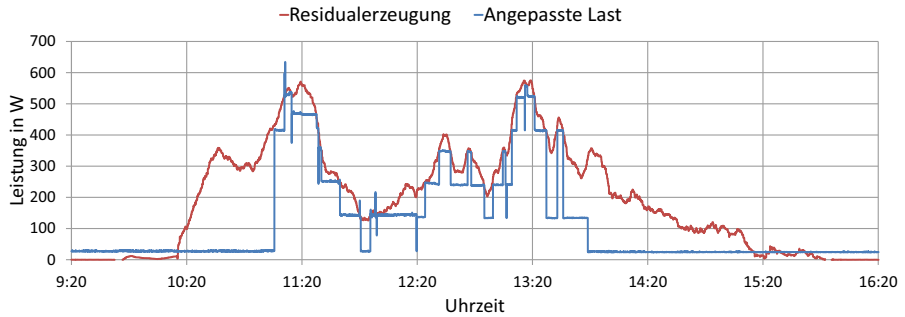
Beim Überschussladen ist es nicht notwendig, das exakte Lastprofil der Ladung eines Fahrzeugs im Hybrid-Lastmanager zu hinterlegen. Vielmehr reicht es aus, das Lastprofil als konstant anzunehmen (zum Beispiel max. Leistung des Batterieladegeräts). Abbildung 9.5a visualisiert die Ladung eines Elektrofahrzeugs mit einer angenommenen Ladeleistung von 1 kW. Bei der Erprobung am Teststand wird diese Last durch einen Scheinwerfer repräsentiert. Abbildung 9.5a zeigt das Laden für ein Fahrzeug, welches mehrere Lademodi unterschiedlicher Leistungen unterstützt. Derartige Lösungen werden zurzeit diskutiert. Die Kommunikation zwischen Lade-



a) Testlauf 23. November 2012



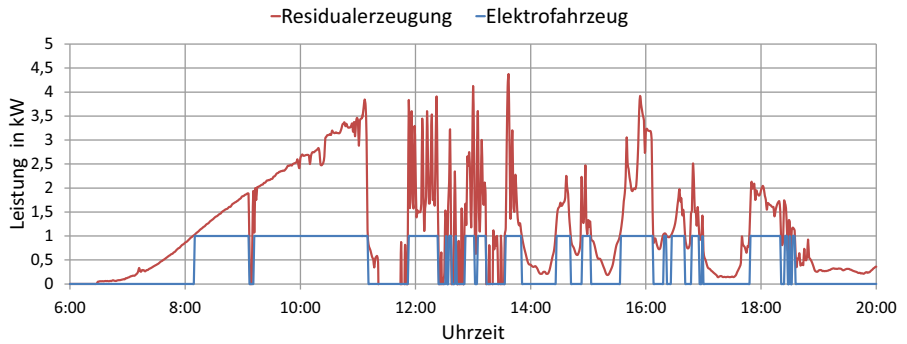
b) Testlauf 26. November 2012



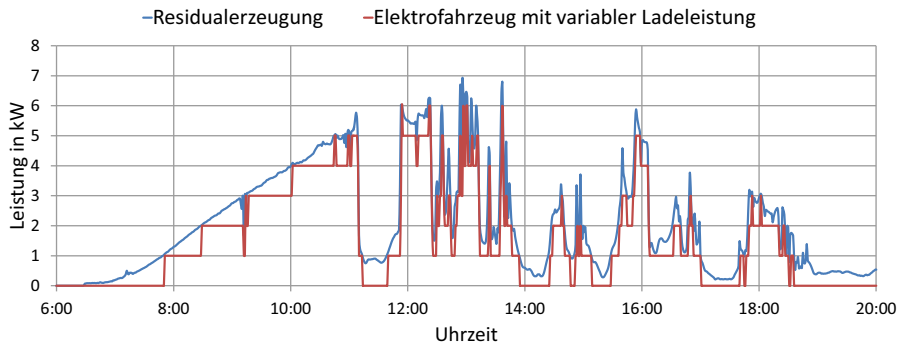
c) Testlauf 28. November 2013

**Abbildung 9.4:** Testläufe der Echtzeit-Regelung für die Lastanpassung an die Photovoltaik-Einspeisung der Photovoltaik-Anlage des Teststands<sup>[46]</sup>





a) Messergebnisse für ein Elektrofahrzeug



b) Messergebnisse für mehrere Elektrofahrzeuge

**Abbildung 9.5:** Abnahme von Überschussenergie durch Elektrofahrzeuge<sup>[46]</sup>

säule und Fahrzeug erfolgt bei derartigen Lösungen durch eine Pulsweitenmodulation. In Abhängigkeit der Pulsweite kann der Ladestrom und damit die Ladeleistung eingestellt werden. Abbildung 9.5a verdeutlicht, dass die Ladung des Elektrofahrzeugs mit Überschussenergie durch den Hybrid-Lastmanager erfolgreich funktioniert. In dem Beispiel-Setup in Abbildung 9.5a kann das Elektrofahrzeug mit ca. 7 kWh durch die Photovoltaik-Anlage geladen werden. Abbildung 9.5b zeigt den Einsatz mehrerer Elektrofahrzeuge (Erprobung durch mehrere Scheinwerfer am Teststand). Sie könnten in diesem Setup mit ca. 21 kWh durch die Photovoltaik-

---

Anlage des Labors geladen werden. Dieser Anwendungsfall ist insbesondere für Tiefgaragen geeignet.

---

### **9.3 Zusammenfassung und Fazit**

---

In diesem Kapitel wurden die Ergebnisse der Feldversuche für unterschiedliche Anwendungsfälle vorgestellt. Der Vorhersage-Lastmanager liefert gute Ergebnisse für Lastanpassungen an TOU-Tarife. Für Lastanpassungen an prognostizierte Einspeisungen aus erneuerbaren Energien lohnt sich der Einsatz des Vorhersage-Lastmanagers nur bedingt, da die tatsächliche Differenz zwischen der Prognose und Realität (Prognose-Fehler) zu groß ist und eine vorhersagebasierte Lastanpassung nur bedingt sinnvoll ist. Die Kombination aus Vorhersage- und Echtzeit-Lastanpassung erweist sich als effektiv, da der Prognose-Fehler durch die Echtzeit-Lastanpassung effektiv ausgeglichen werden kann. Der Hybrid-Lastmanager erweist sich aufgrund der Echtzeit-Regelung insbesondere für den Anwendungsfall „AW2.3 Elektromobilität“ als effektiv, da dieser bei einer genügend großen Stellgröße (Anzahl der Elektrofahrzeuge) sehr gute Ergebnisse bei der Lastanpassung an die Einspeisung aus erneuerbaren Energien (z. B. einer Photovoltaik-Anlage) erzielt.

---

# 10 Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Arbeit berichtet über den Beitrag von Lastmanagement in Gebäuden zur Reduktion der Auswirkungen volatiler erneuerbarer Energien.

---

## 10.1 Methodik

---

In dieser Arbeit wurde die Methodik der Anwendungsfälle verwendet. Abbildung 10.1 visualisiert nochmals die durchgeführten Untersuchungen auf Basis der in Kapitel 6 definierten Anwendungsfälle. Mit der im Rahmen dieser Arbeit erstellten Nutzerakzeptanz-Studie wurde die Nutzerakzeptanz der Kunden untersucht und Anforderungen an das Lastmanagement abgeleitet. Für die Anwendungsfälle „AW2.2: Lastmanagement“ und AW2.3: Elektromobilität“ wurden Modelle und Lösungsverfahren zur Berechnung der Lastanpassungen bestimmt. Der Anwendungsfall „AW2: Demand Side Management“ inklusive der Include-Anwendungsfälle wurde am Gebäudetechnik-Teststand implementiert und evaluiert. Der Anwendungsfall „AW1: Demand Response“ wurde durch Lastflussberechnung am Fallbeispiel eines Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzes untersucht und evaluiert. Im Folgenden werden die Ergebnisse zusammengefasst.

---

## 10.2 Zusammenfassung

---

Kapitel 4 behandelt allgemein die Nutzerakzeptanz der Kunden hinsichtlich unterschiedlicher Lastmanagement-Konzepte. Die Ergebnisse beruhen auf der im Rahmen dieser Arbeit angefertigten Nutzerakzeptanz-Studie. Es wurden 1.000 Kunden eines lokalen Stadtwerks durch Fragebögen befragt. Die große Rücklaufquote von 160 Fragebögen ermöglichte eine statistisch relevante Auswertung. Bei 56 % der Befragten besteht eine generelle Teilnahmebereitschaft am Lastmanagement. Die Teilnahmebereitschaft sinkt auf 44 %, falls ein Mehraufwand

## Anwendungsfall AW0: Residuallastglättung

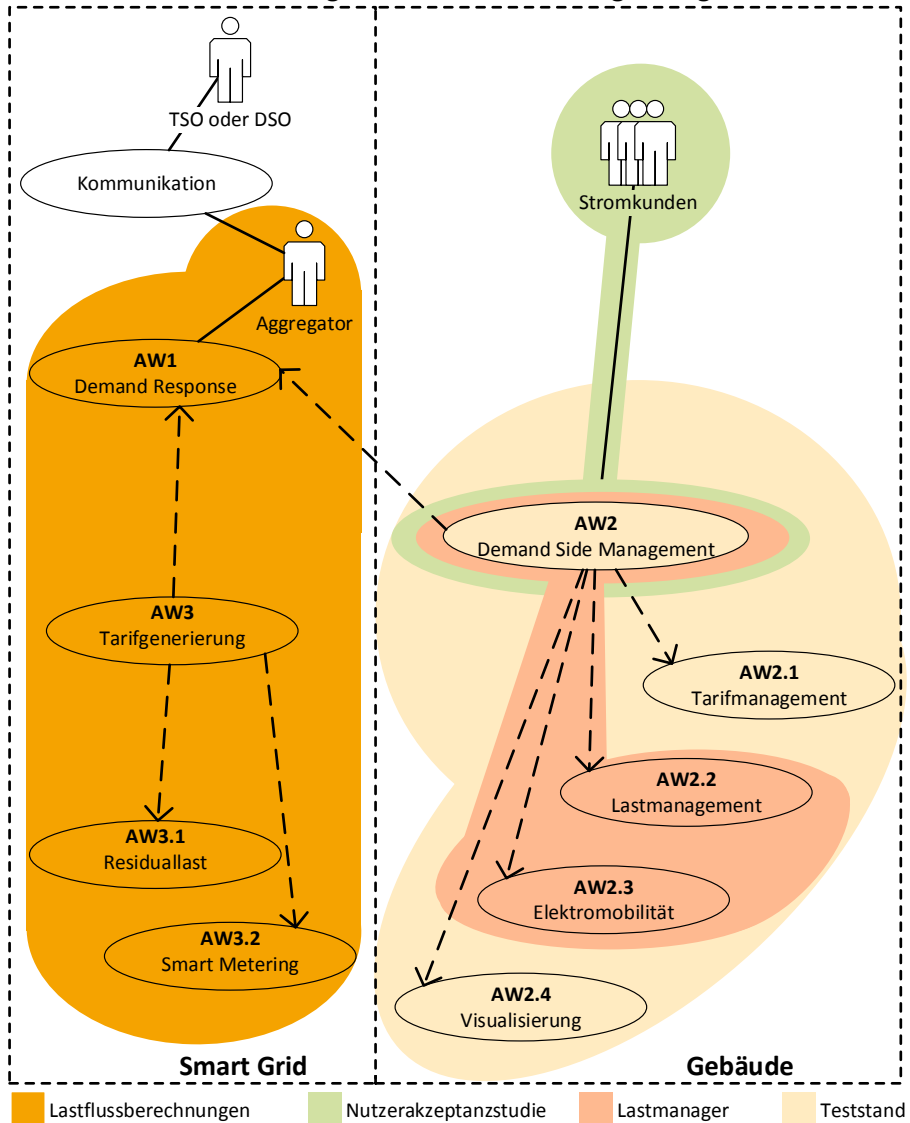


Abbildung 10.1: Evaluation

---

(z.B. neue Geräte) für die Teilnahme am Lastmanagement notwendig werden sollte. In der Verantwortung für die Umsetzung des Lastmanagement sehen 63 % das Energieversorgungsunternehmen. Eine externe Steuerung der Geräte befinden 69 % der Befragten für nicht gut. In der Folge besteht für den Ansatz des aktiven Lastmanagements (im Vergleich zum passiven Lastmanagement), wie er in Kapitel 3 in Abbildung 3.1 vorgestellt wurde, nur geringe Nutzerakzeptanz. Mehr als die Hälfte der Befragten benennen ein Display als gewünschte Art der Visualisierung für zeitvariable Tarife. In der Folge trägt eine Visualisierung zur Nutzerakzeptanz bei und ist beim passiven Lastmanagement mit aktiver Steuerung zu berücksichtigen.

Kapitel 5 behandelt die Entwicklung eines Lastmanagement-Modells für die Berechnung und Simulation von Lastanpassungen auf Basis des Backtracking- sowie Harmonisierungs-Verfahrens. Mit beiden Verfahren wird das Lastmanagement-Potential am Beispiel von zehn Haushalten auf Basis eines fiktiven zeitvariablen Stromtarifs bestimmt: In den betrachteten Szenarien können bis zu 77 kWh Energie verschoben werden. Die obere Durchschnittsabweichung kann um ca. 10 % gesenkt werden. Weiterhin wurde das Lastmanagement-Potential für einen realen Referenzhaushalt am Beispiel von vier verschiedenen derzeit existierenden zeitvariablen Stromtarifen für unterschiedliche Lastmanagement-Strategien bestimmt. In den betrachteten Szenarien kann die Spitzenlast um bis zu 40 % abgesenkt werden. Allerdings zeigt sich auch, dass ein auf den derzeit existierenden zeitvariablen Tarifen basierendes Lastmanagement ungefähr nur 10 Euro Energiekosten pro Monat im Referenzhaushalt einsparen könnte.

In Kapitel 6 wird die Methode der Anwendungsfälle eingeführt, um ein Ausgangs-Szenario für eine flächendeckende Umsetzung eines Lastmanagements zu definieren. Die Anwendungsfälle beinhalten die in Abschnitt 3.3 geforderte Interaktion von Gebäude-Energieeffizienz und regionaler Energieeffizienz, die sich konkret in der Interaktion von Demand Response und Demand Side Management äußert. Der Referenzhaushalt wurde auf 30 Haushalte skaliert, um auf Basis der Anwendungsfälle ein statisches sowie dynamisches Demand Response zu simulieren. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass ein statisches Demand Response zum gegenteiligen Zielsetzung von Lastmanagement, zu hohen Lastspitzen, führen kann. Beim dynamischen Demand Response hingegen zeigen die Ergebnisse,

---

dass Lastspitzen systematisch abgebaut werden. In den betrachteten Szenarien werden diese um bis zu 30 % reduziert. In weiteren Simulationen wird die Residuallast als übergeordnete Führungsgröße für Demand Response und Demand Side Management verwendet, da dies die Anpassung der Last an die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ermöglicht und der Deckungsbeitrag der Energieerzeugung aus erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch erhöht wird. Dies wird durch den übergeordneten Anwendungsfall der Residualastglättung beschrieben.

Kapitel 7 behandelt die Evaluation der Anwendungsfälle anhand von zwei Energieversorgungsnetz-Fallbeispielen, einem Niederspannungs- und einem Mittelspannungsnetz. Mittels Lastflussberechnungen werden ein Demand-Response bzw. die Effekte des flächendeckenden Demand Side Management in Gebäuden auf beide Energieversorgungsnetze evaluiert. Die Ergebnisse zeigen, dass ein Demand Response im Niederspannungsnetz, das ausschließlich auf dem Demand-Side-Management von Haushaltsgeräten basiert (AW2.2 Lastmanagement), nur einen geringen Effekt auf das Niederspannungsnetz ausübt: Die Änderung der Last am Transformator ist gering, erzeugte Überschussenergie aus Photovoltaik-Anlagen kann nur bedingt abgenommen werden. Die Situation ändert sich, sobald beim Demand Side Management zusätzlich die Elektromobilität (AW2.3 Elektromobilität) berücksichtigt wird. Elektrofahrzeuge bieten ein deutliches Potential für Lastmanagement, können allerdings bei zeitgleichem Laden auch hohe Lastspitzen erzeugen. Im schlimmsten Fall kann dies zur Transformatorüberlastungen in Niederspannungsnetzen führen. Es konnte evaluiert werden, dass durch die Teilnahme der Elektrofahrzeuge am Demand Side Management (AW2 Demand Side Management) solche Transformatorüberlastungen vermieden werden können. Zudem eignen sich die Fahrzeuge sehr gut, um erzeugte Überschussenergie aus Photovoltaik-Anlagen abzunehmen. Am Fallbeispiel eines Mittelspannungsnetzes wurde insbesondere die Lastmanagement-Strategie zur Senkung der Fluktuation der Residuallast (AW0 Residuallastglättung) evaluiert. In den betrachteten Szenarien ohne Elektromobilität wird die Fluktuation der Residuallast durch das Demand Response um bis zu 20 % gesenkt. Die in die 110 kV-Spannungsebene rückgespeiste Energie wird im betrachteten Fallbeispiel um bis zu 337 MWh gesenkt. Bei Berücksichtigung der Elektromobilität erhöht sich zunächst die Last im

---

Mittelspannungsnetz. In den betrachteten Szenarien mit Elektromobilität wird die Fluktuation der Residuallast durch das Demand Response um bis zu 36 % gesenkt. Die in die 110 kV-Spannungsebene rückgespeiste Energie wird im betrachteten Fallbeispiel um bis zu 100 MWh gesenkt.

Kapitel 8 behandelt die Implementierung von Lastmanagern auf Basis der in Kapitel 5 entwickelten Lastoptimierungs-Modelle sowie deren Evaluation am Gebäudetechnik-Teststand. Im Rahmen dieser Arbeit wurden zwei Lastmanager entwickelt und umgesetzt, der Vorhersage-Lastmanager und der Hybrid-Lastmanager. Ersterer basiert auf dem in Kapitel 5 vorgestellten Harmonisierungs-Verfahren und eignet sich für die Lastanpassung an Prognose-Kurven oder Tarife. Zweiterer basiert auf dem in Kapitel 5 vorgestellten Backtracking-Verfahren und ermöglicht eine hybride Lastmanagement-Strategie: Vorhersage-Optimierung und Echtzeit-Regelung. Beide Lastmanager setzen die in Kapitel 6 definierten Anwendungsfälle um. Die in Kapitel 8 vorgestellten Validierungs-Messungen der Lastmanager zeigen, dass die entwickelten Modelle und Lösungsverfahren in der Praxis funktionieren und effektiv eingesetzt werden können.

Kapitel 9 behandelt die Feldversuche und -erfahrungen die mit den Lastmanagern am Gebäudetechnik-Teststand gemacht wurden. Die Ergebnisse zeigen, dass Lastanpassungen an Prognosen aufgrund des zumeist sehr großen Prognosefehlers nur wenig sinnvoll sind. Die Kombination aus Vorhersage-Optimierung und Echtzeit-Regelung, wie sie beim Hybrid-Lastmanager zum Einsatz kommt, stellt eine effektive Möglichkeit zur Ausregelung des Prognose-Fehlers dar. Sehr gute Ergebnisse wurden durch den Hybrid-Lastmanager für den Anwendungsfall „AW2.3 Elektromobilität“ erzielt. Mittels des Hybrid-Lastmanagers kann die benötigte elektrische Leistung zum Laden großer Anzahlen an Elektrofahrzeugen effektiv der Einspeisung aus erneuerbaren Energien nachgeführt werden.

---

### 10.3 Fazit

---

Diese Arbeit zeigt, dass Demand Response und Demand Side Management einen Beitrag zur vermehrten Abnahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten. Damit könnte durch Demand Response sowie Demand Side Management die Erhöhung des Deckungsbeitrags erneuerbarer Energien am jährlichen

---

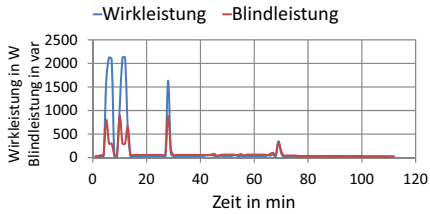
Energieverbrauch in Deutschland erhöht werden. Die vermehrte Abnahme der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien bietet insbesondere bei Mittelspannungsnetzen mit großen Anteilen an erneuerbaren Energien den Vorteil, dass der Transport von in den Mittelspannungsnetzen erzeugter Überschussenergie durch die übergeordneten Spannungsebenen reduziert werden kann. Die in dieser Arbeit untersuchte Glättung der Residuallast zur Senkung der Fluktuation ist effektiv, zeigt aber zugleich, dass eine Fluktuation der Residuallast in einem Smart Grid auch nicht komplett vermieden werden kann. Auf Schattenkraftwerke zur Kompensation von plötzlich ausbleibenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien kann trotz eines Demand Response und Demand Side Managements auch zukünftig nicht verzichtet werden. Dennoch leisten Demand Response und Demand Side Management einen effektiven Beitrag zu Reduktion der Fluktuation der Residuallast und tragen zur Ziel-Erreichung einer auf überwiegend erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung bei.



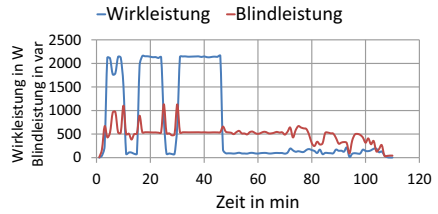


---

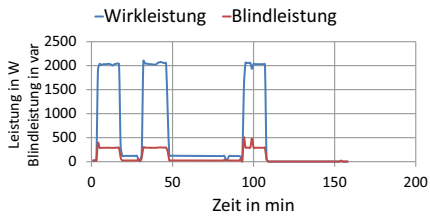
# A Diagramme



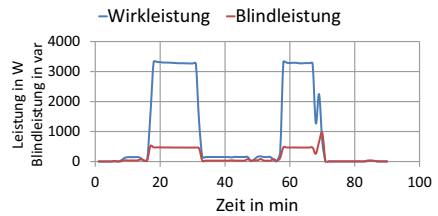
a) Effiziente Waschmaschine



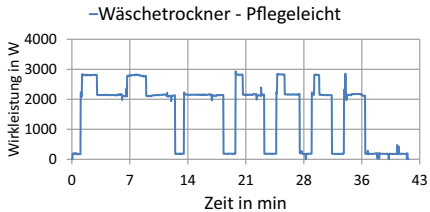
b) Ineffiziente Waschmaschine



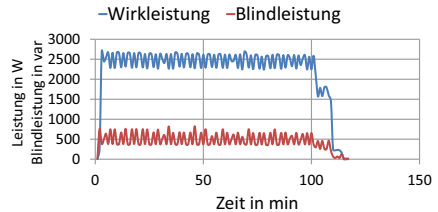
c) Effiziente Spülmaschine



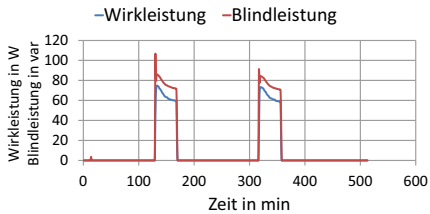
d) Ineffiziente Spülmaschine



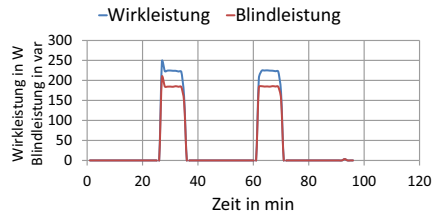
e) Effizienter Trockner



f) Ineffizienter Trockner

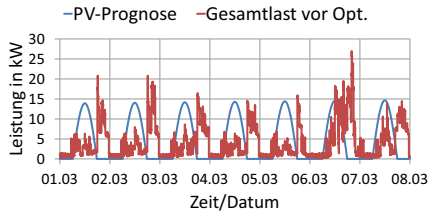


g) Effizienter Kühlschrank

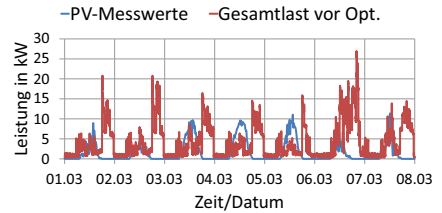


h) Ineffizienter Kühlschrank

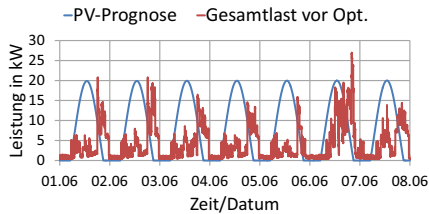
**Abbildung A.1:** Haushaltsgeräte-Lastprofile verschiedener Effizienzklassen<sup>[49]</sup>



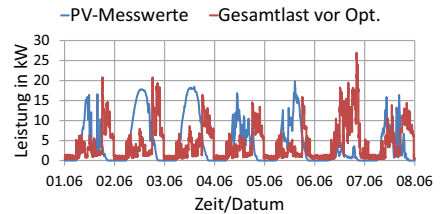
a) A1.März/B1.März, Bezug auf Prognosekurve



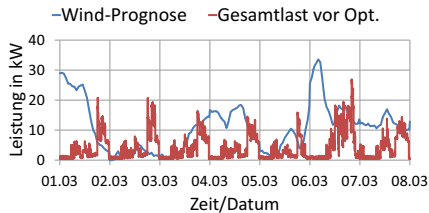
b) A1.März/B1 März, Bezug auf Messwerte



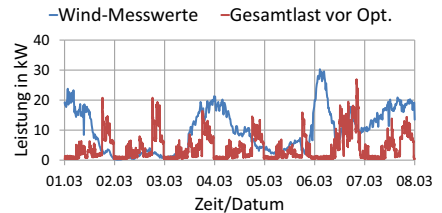
c) A1.Juni/B1.Juni, Bezug auf Prognosekurve



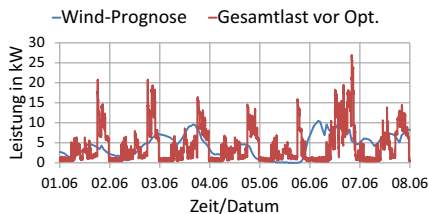
d) A1.Juni/A2.Juni, Bezug auf Messwerte



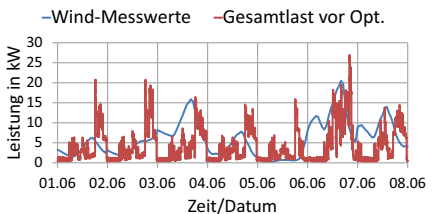
e) A2.März/B2.März, Bezug auf Prognosekurve



f) A2.März/B2.März, Bezug auf Messwerte

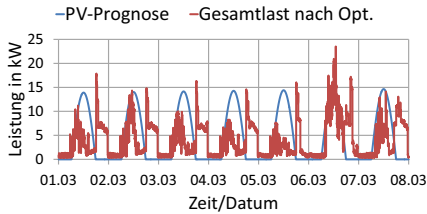


g) A2.Juni/B2.Juni, Bezug auf Prognosekurve

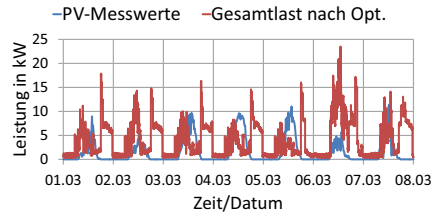


h) A2.Juni/B2.Juni, Bezug auf Messwerte

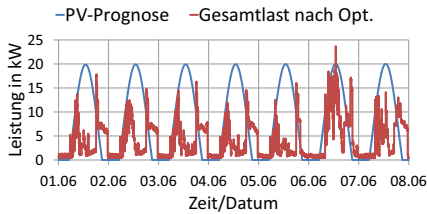
**Abbildung A.2:** Lastprofile der Szenarien A1/B1 und A2/B2 aus Abschnitt 5.6 vor der Lastanpassung<sup>[50]</sup>



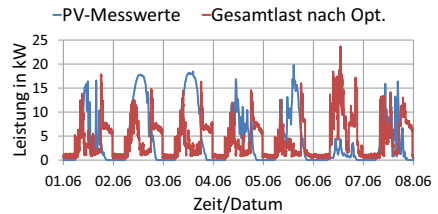
a) A1.März, Bezug auf Prognose



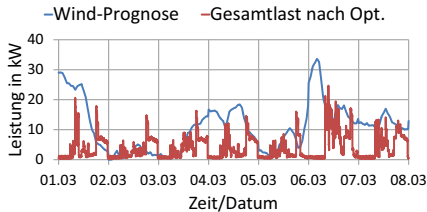
b) A1.März, Bezug auf Messwerte



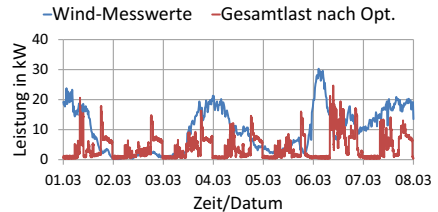
c) A1.Juni, Bezug auf Prognose



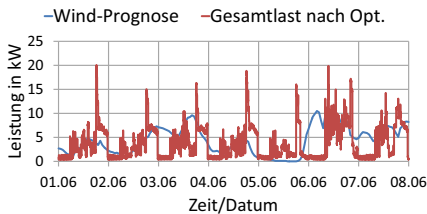
d) A1.Juni, Bezug auf Messwerte



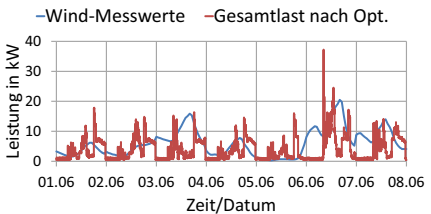
e) A2.März, Bezug auf Prognose



f) A2.März, Bezug auf Messwerte

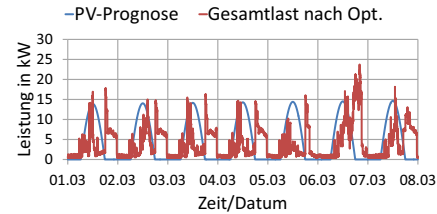


g) A2.Juni, Bezug auf Prognose

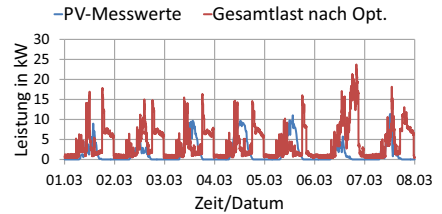


h) A2.Juni, Bezug auf Messwerte

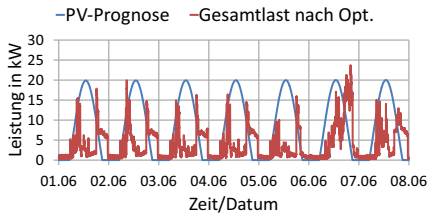
**Abbildung A.3:** Simulationsergebnisse der Szenarien A1 und A2 aus Kapitel 5<sup>[50]</sup>



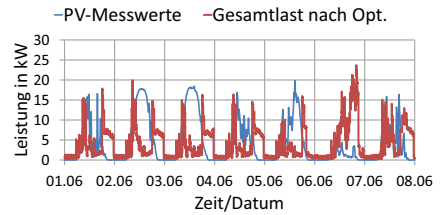
a) B1.März, Bezug auf Prognose



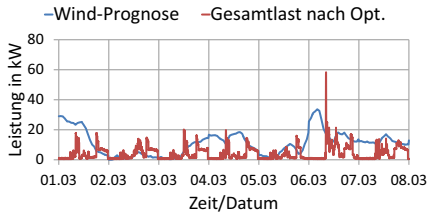
b) B1.März, Bezug auf Messwerte



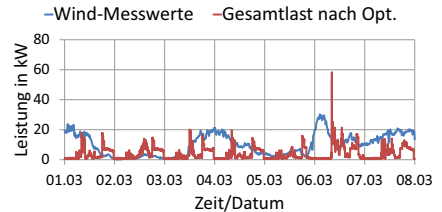
c) B1.Juni, Bezug auf Prognose



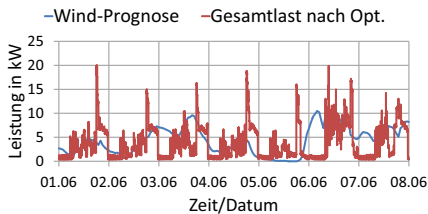
d) B1.Juni, Bezug auf Messwerte



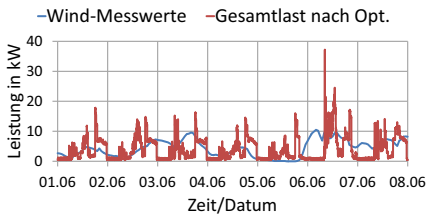
e) B2.März, Bezug auf Prognose



f) B2.März, Bezug auf Messwerte

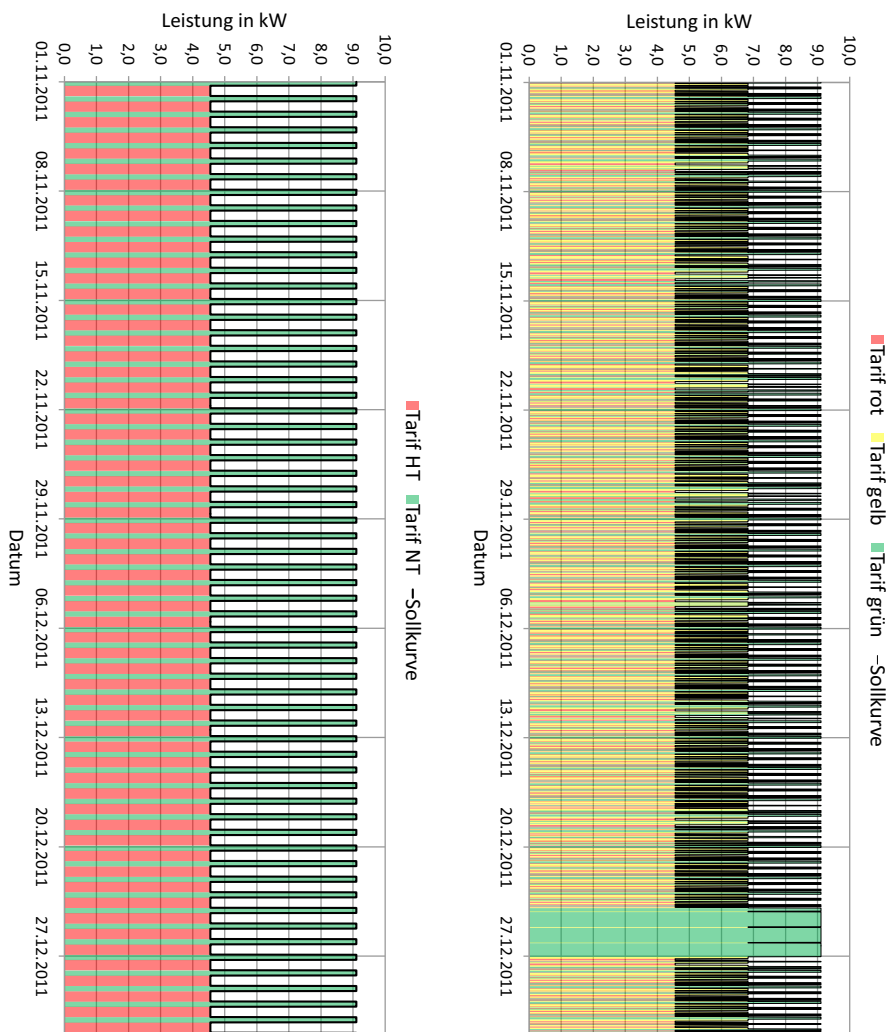


g) B2.Juni, Bezug auf Prognose



h) B2.Juni, Bezug auf Messwerte

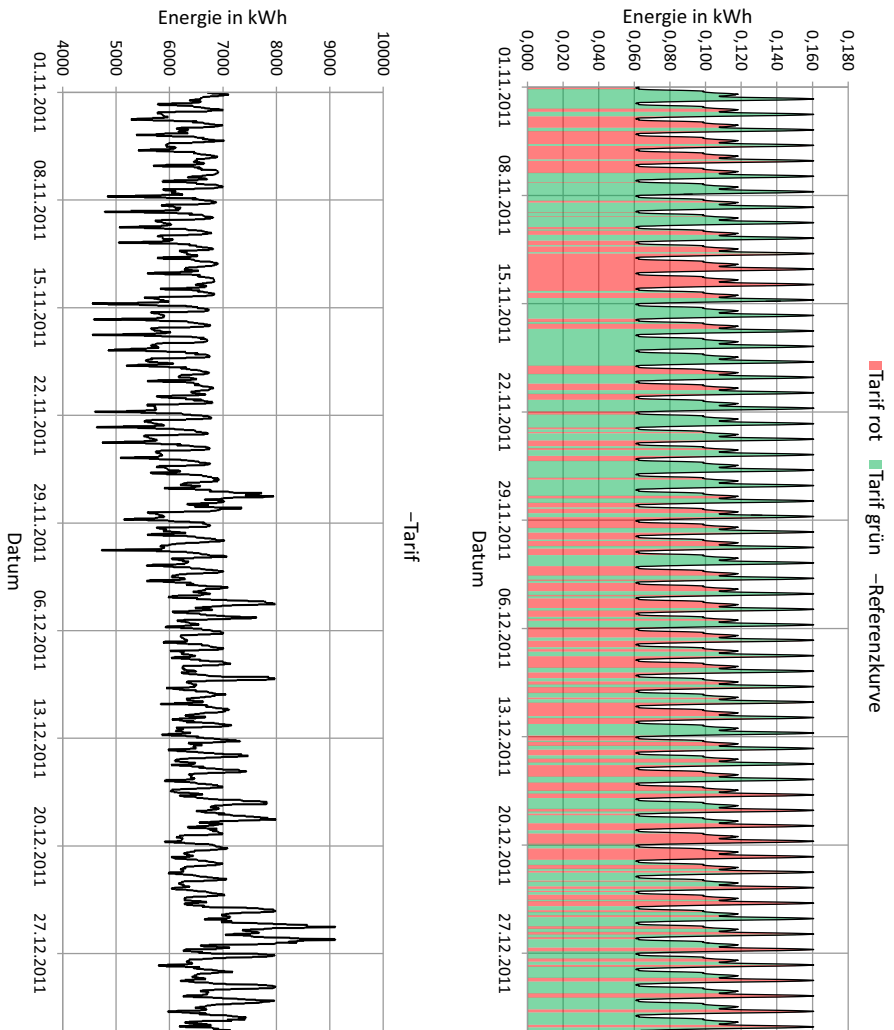
**Abbildung A.4:** Simulationsergebnisse der Szenarien B1 und B2 aus Kapitel 5<sup>[50]</sup>



a) Tarif 1: Yello-Zweistufentarif

b) Tarif 2: MeRegio-Dreistufentarif

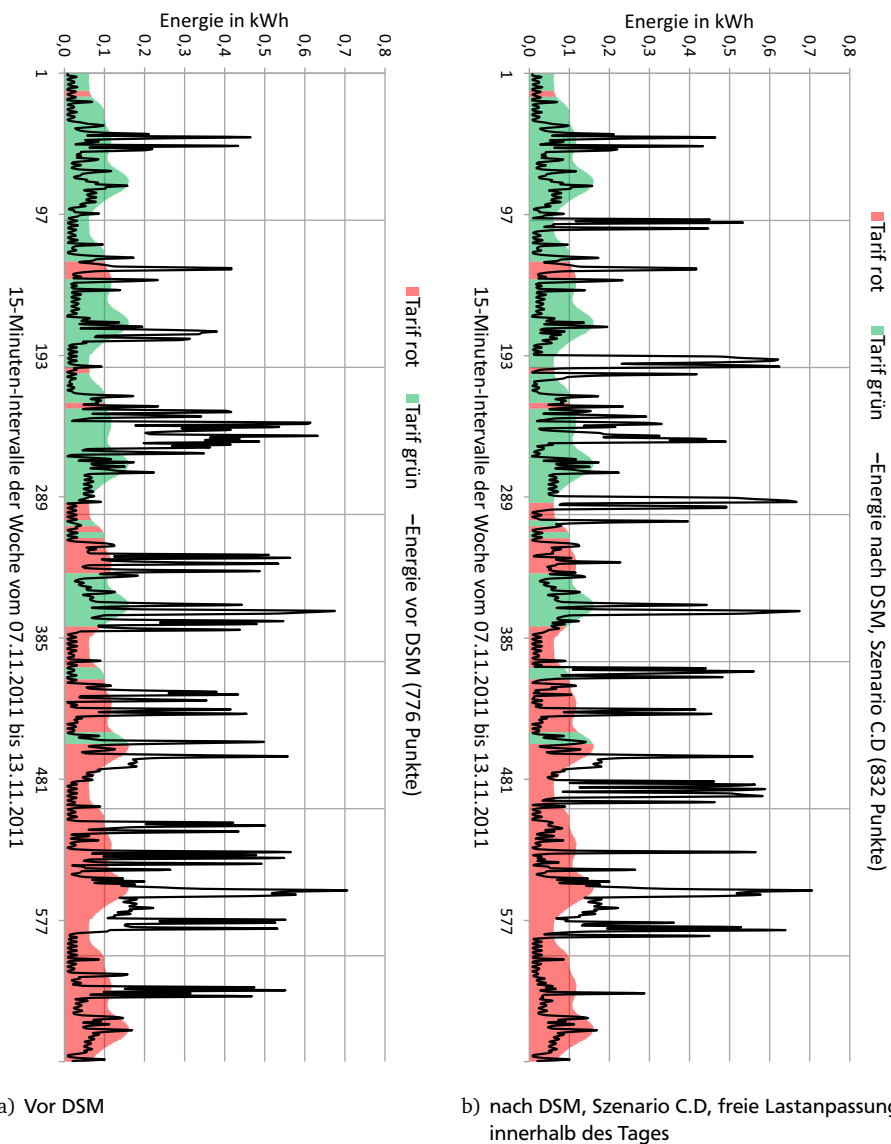
**Abbildung A.5:** Yello- und MeRegio-Tarif für November und Dezember 2011



a) Tarif 3: EEX-Tarif

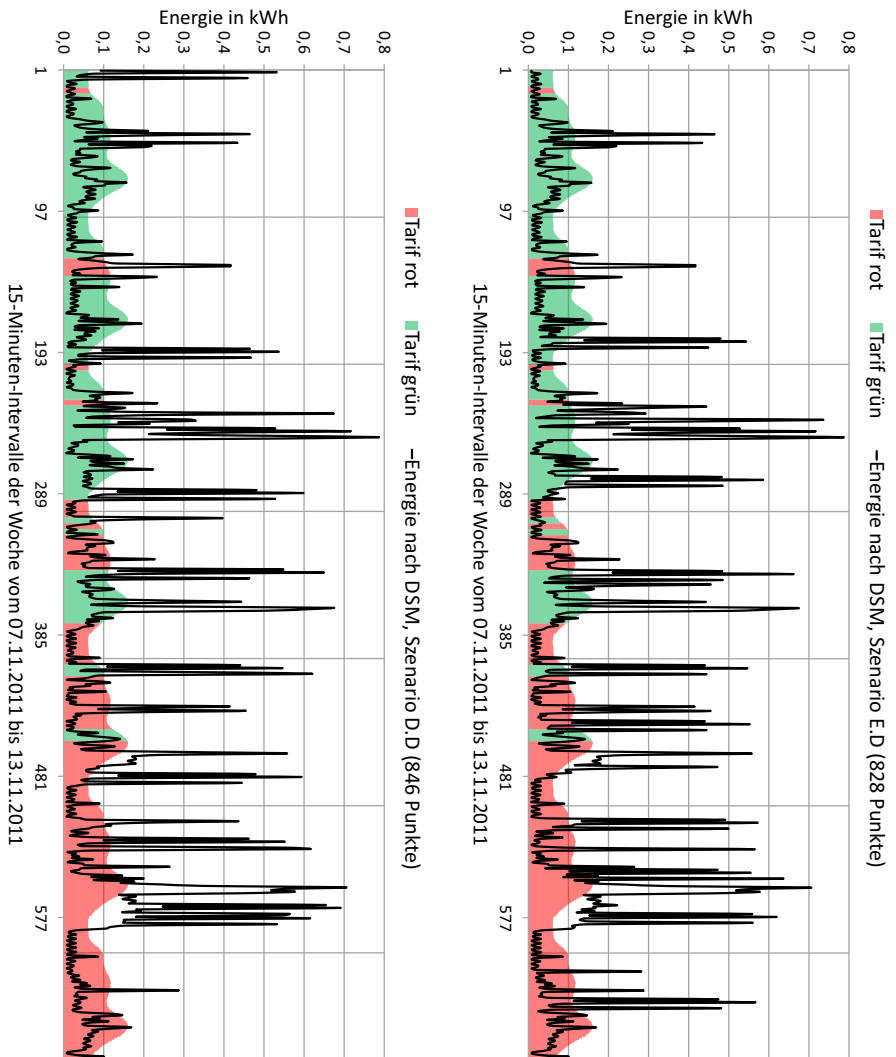
b) Tarif 4: Web2Energy-Tarif

**Abbildung A.6:** EEX- und Web2Energy-Tarif für November und Dezember 2011



**Abbildung A.7:** Lastanpassung Web2Energy-Tarif, Woche vom 07.11.2011 bis 13.11.2011, Referenzkurve und Ergebnisse Szenario C.D

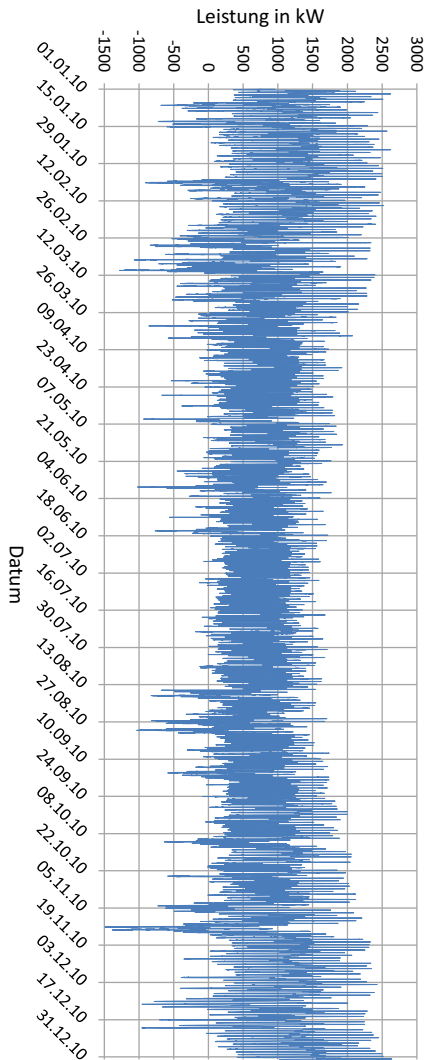




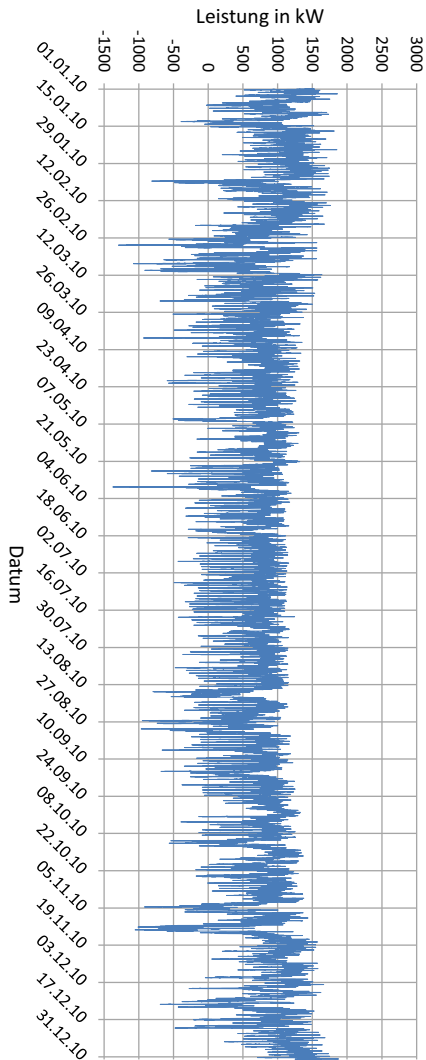
a) Nach DSM, Szenario D.D, Lastanpassung innerhalb 24 Stunden nach urspr. Startzeit

b) Nach DSM, Szenario E.D, Lastanpassung in definiertem Zeitfenster

**Abbildung A.8:** Lastanpassung Web2Energy-Tarif, Woche vom 07.11.2011 bis 13.11.2011, Ergebnisse Szenarien D.D und E.D

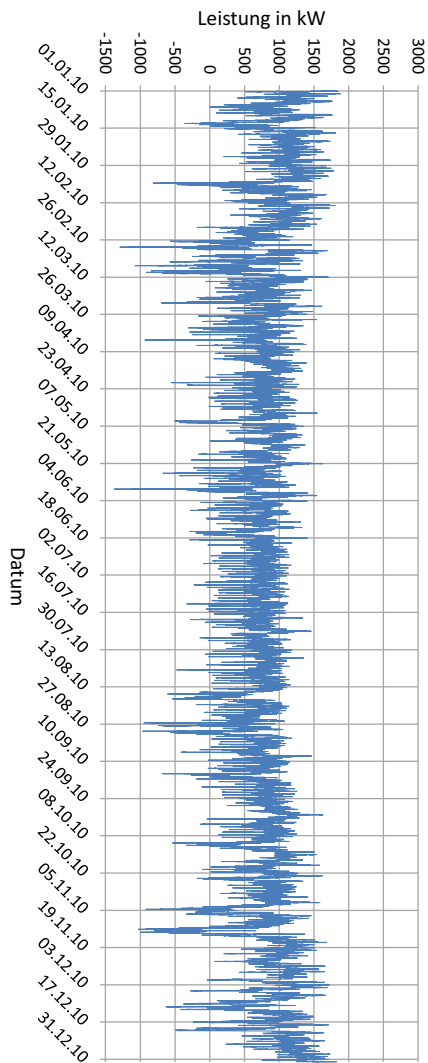


a) Fluktuation der Residuallast, Szenario F

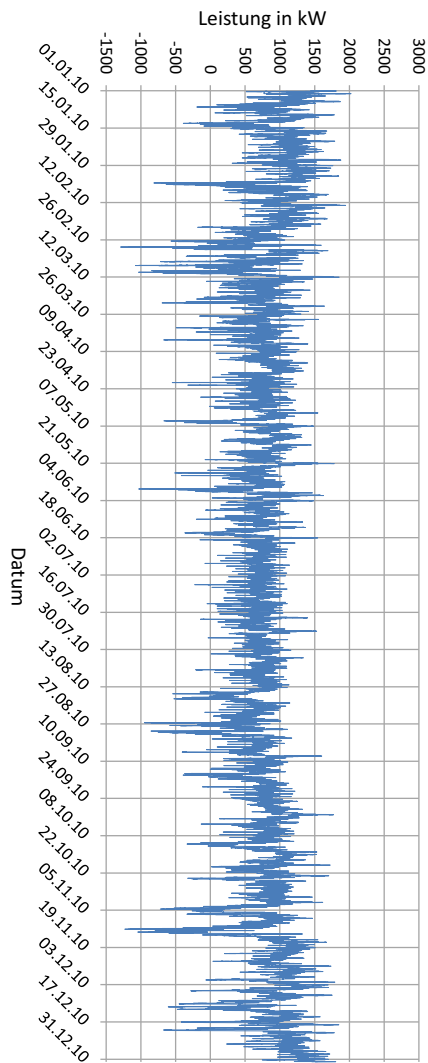


b) Fluktuation der Residuallast, Szenario G

**Abbildung A.9:** Fluktuation der Residuallast im Fallbeispiel „Mittelspannungsnetz“ in den Szenarien F und G im Jahr 2010



a) Fluktuation der Residuallast, Szenario H



b) Fluktuation der Residuallast, Szenario I

**Abbildung A.10:** Fluktuation der Residuallast im Fallbeispiel  
„Mittelspannungsnetz“ in den Szenarien H und I im Jahr 2010





# B Tabellen

**Tabelle B.1: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland<sup>[7]</sup>**

Jahr	Wasserkraft* in MW	Windenergie in MW	Biomasse** in MW	Photovoltaik in MW	Geothermie in MW	Summe in MW
1990	3.429	55	584	0,6	0	4.069
1991	3.394	106	595	2	0	4.097
1992	3.550	174	604	3	0	4.331
1993	3.509	326	643	5	0	4.483
1994	3.563	618	677	6	0	4.864
1995	3.595	1.121	740	8	0	5.464
1996	3.510	1.549	804	11	0	5.874
1997	3.525	2.089	845	18	0	6.477
1998	3.601	2.877	972	23	0	7.473
1999	3.523	4.435	1022	32	0	9.012
2000	3.538	6.097	1164	76	0	10.875
2001	3.538	8.750	1281	186	0	13.755
2002	3.785	11.989	1428	296	0	17.498
2003	3.934	14.604	1938	435	0	20.911
2004	3.819	16.623	2460	1.105	0,2	24.007
2005	4.115	18.390	3174	2.056	0,2	27.735
2006	4.083	20.579	3870	2.899	0,2	31.431
2007	4.169	22.194	4764	4.170	3,2	35.300
2008	4.138	23.826	5409	6.120	3,2	39.496
2009	4.151	25.703	6069	10.566	7,5	46.497
2010	4.395	27.191	6664	17.554	7,5	55.812
2011	4.401	29.071	7179	25.039	7,5	65.698

\* 1990 bis 1998 auf Grundlage Statistisches Bundesamt; ab 1999 auf Grundlage der Veröffentlichungen des BDEW in Elektrizitätswirtschaft der BRD

\*\* beinhaltet biogene Festbrennstoffe, flüssige Brennstoffe, Biogas, Klärgas, Deponiegas und biogenen Abfall; Angaben ab 2002 beinhalten auch die industrielle Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Sulfitablauge); flüssige Brennstoffe beinhalten auch Pflanzenöl; 1990 bis 1998 auf Grundlage Statistisches Bundesamt; ab 1999 auf Grundlage der Veröffentlichungen des BDEW in Elektrizitätswirtschaft der BRD

**Tabelle B.2:** Entwicklung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland<sup>[7]</sup>

Jahr	Wasserkraft* in GWh	Windenergie in GWh	Biomasse** in GWh	Photovoltaik in GWh	Geothermie in GWh	Summe in GWh
1990	15.580	71	1.434	0,6	0	17.086
1991	15.402	100	1.471	1,6	0	16.975
1992	18.091	275	1.558	3,2	0	19.927
1993	18.526	600	1.636	5,8	0	20.768
1994	19.501	909	1.875	8	0	22.293
1995	20.747	1.500	2.013	11	0	24.271
1996	18.340	2.032	2.102	16	0	22.490
1997	18.453	2.966	2.277	26	0	23.722
1998	18.452	4.489	3.260	32	0	26.233
1999	20.686	5.528	3.589	42	0	29.845
2000	24.867	9.513	4.737	64	0	39.181
2001	23.241	10.509	5.207	76	0	39.033
2002	23.662	15.786	6.038	162	0	45.648
2003	17.722	18.713	8.247	313	0	44.995
2004	19.910	25.509	10.077	556	0,2	56.052
2005	19.576	27.229	14.025	1.282	0,2	62.112
2006	20.042	30.710	18.685	2.220	0,4	71.657
2007	21.169	39.713	24.281	3.075	0,4	88.238
2008	20.446	40.574	27.531	4.420	17,6	92.989
2009	19.036	38.639	30.341	6.583	18,8	94.618
2010	20.956	37.793	33.866	11.729	27,7	104.372
2011	18.074	48.883	36.870	19.340	18,8	123.186

\* Bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

\*\* beinhaltet biogene Festbrennstoffe, flüssige Brennstoffe, Biogas, Klärgas, Deponiegas und biogene N Abfall; Angaben ab 2002 beinhalten auch die industrielle Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (Sulfitablauge); Flüssige Brennstoffe beinhalten auch Pflanzenöl

**Tabelle B.3: Verschiebbare Lasten des virtuellen Referenzszenarios<sup>[50]</sup>**

H Nr.	Typ	Anzahl pro Woche, tagsüber			Fahrzeiten Elektroauto
		WM	TR	SM	
1	S	1x	1x	/	Kein Elektroauto
2	S	1x	/	/	Mo.-Fr., 9-10 Uhr, Sa. 16-17 Uhr, Sa. 10-11 Uhr, Sa. 18-19 Uhr, Sa. 23-24 Uhr, So. 16-17 Uhr, So. 20-21 Uhr
3	S	2x	2x	4x	Mo.-Fr. 7-8 Uhr, Mo.-Fr. 17:30-18:30 Uhr, Sa. 1-1:30 Uhr, Sa. 13-13:30 Uhr, Sa. 16-16:30 Uhr, So. 10-10:30 Uhr, So. 16-17 Uhr, Sa. 20-21 Uhr
4	2-P	2x	2x	4x	Mo.-Fr. 6-7 Uhr, Mo.-Fr. 17-18 Uhr, Sa. 11-12 Uhr, Sa. 15-16 Uhr
5	2-P	2x	/	5x	Mo. 9-10 Uhr, Mo. 11-12 Uhr, Mi. 19-19:30 Uhr, Mi. 21:30-22 Uhr, Sa. 14:30-15:30 Uhr, So. 11-11:30 Uhr, Sa. 18:30-19:30 Uhr, So. 9-9:30 Uhr
6	3-P	2xt	2x	3x	EV1: Mo.-Fr. 7-7:30 Uhr, Mo.-Fr. 16-16:30 Uhr, EV2: Mo.-Fr. 10:30-11 Uhr, Mo.-Fr. 13:30-14:00, Sa. 13-14 Uhr, Sa. 19-20 Uhr
7	3-P	2x	2x	4x	Mo.-Fr. 8-9 Uhr, Mo.-Fr. 17-18 Uhr, Sa. 14-14:30 Uhr, Sa. 17-17:30 Uhr, So. 15-15:30 Uhr, So. 19-19:30 Uhr
8	4-P	3xt	3x	4x	EV1: Mo.-Fr. 7-7:30 Uhr, Mo.-Fr. 14:30-15 Uhr EV2: Mo.-Fr. 7-8 Uhr, Mo.-Fr. 17-18 Uhr, Sa. 14-15 Uhr, Sa. 18-19 Uhr, So. 15-15:30 Uhr, So. 19-19:30 Uhr
9	4-P	3x	3x	5x	EV1: Mo.-Fr. 7-8 Uhr, Mo.-Fr. 18-19 Uhr, Sa. 7-8 Uhr, Sa. 11-12 Uhr EV2: Mo. 8-8:30 Uhr, Mo. 10-10:30 Uhr, Mo. 14-14:30 Uhr, Di. 8-8:30 Uhr, Di. 10-10:30 Uhr, Di. 14-14:30 Uhr, Do. 8-8:30 Uhr, Do. 10-10:30 Uhr, Do 14-14:30 Uhr
10	6-P	4x	4x	6x	EV1: Mo.-Fr. 7-8 Uhr, Mo.-Fr. 17-18 Uhr, Sa. 9-9:30 Uhr, Sa. 10-10:30 Uhr, So. 14-14:30 Uhr, So. 18-18:30 Uhr EV2: Mo.-Fr. 10-10:30 Uhr, Mo.-Fr. 14-14:30 Uhr

H = Haushalt, S = Single, P = Personen,

WM = Waschmaschine, TR = Trockner, SM = Spülmaschine, EV = Elektrofahrzeug



**Tabelle B.4:** Tarif B: Dreistufiger E-Energy-MeRegio-Tarif für Dezember 2011<sup>[25] [45]</sup>

Tag	Stunde des Tages																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
04.12. So.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
05.12. Mo.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
06.12. Di.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
07.12. Mi.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
08.12. Do.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
09.12. Fr.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
10.12. Sa.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
11.12. So.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
12.12. Mo.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
13.12. Di.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
14.12. Mi.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
15.12. Do.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
16.12. Fr.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
17.12. Sa.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
18.12. So.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
19.12. Mo.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
20.12. Di.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
21.12. Mi.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
22.12. Do.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
23.12. Fr.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
24.12. Sa.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
25.12. So.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
26.12. Mo.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
27.12. Di.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
28.12. Mi.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
29.12. Do.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
30.12. Fr.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
31.12. Sa.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
01.01. So.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● = günstiger Preis ; ● = mittlerer Preis; ● = teurer Preis

**Tabelle B.5:** Ursprüngliche Startzeiten der Haushaltsgeräte des Referenzhaushalts,  
Auszug aus der Gesamttabelle in [45]

Datum	Gerät	Programm	Startzeit in hh:mm
07.11.2011	/	/	/
08.11.2011	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	19:30
09.11.2011	Waschmaschine	Vollprogramm 40°C	09:19
	Trockner	Auffrischen	11:15
	Waschmaschine	Vollprogramm 40°C	11:18
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	12:04
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	14:53
10.11.2011	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	09:42
	Waschmaschine	Vollprogramm 40°C	12:23
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	20:55
11.11.2011	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	08:53
	Waschmaschine	Vollprogramm 40°C	17:31
12.11.2011	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	07:17
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	12:44
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	23:41
13.11.2011	Waschmaschine	Wolle 40°C	09:08
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	11:15
26.12.2012	Waschmaschine	Vollprogramm 60°C	09:20
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	11:39
	Trockner	Extratrocken	12:09
	Waschmaschine	Hemden 40°C	12:19
	Waschmaschine	Vollprogramm 40°C	13:34
	Spülmaschine	Vollprogramm 70°C	20:22

Bei dieser Tabelle handelt es sich um einen Auszug.

**Tabelle B.6:** Fluktuation der Residuallast des Fallbeispiels „Mittelspannungsnetz“  
im Zeitraum Januar bis Juni 2010

Monat	Sze- nario	Maximale Residuallast in kW	Minimale Residuallast in kW	Durchschnitt- liche Residuallast in kW	Standard- abweichung in kW	Absenkung Fluktuations- band in %
01	F	2.624	-723	1.055	673	/
	G	1.861	-393	1.057	363	-33
	H	1.883	-361	1.063	357	-33
	I	2.024	-390	1.065	370	-28
02	F	2.523	-907	888	710	/
	G	1.758	-1.293	890	449	-11
	H	1.806	-1.293	896	435	-10
	I	1.946	-1.293	894	443	-6
03	F	2.399	-1.281	660	680	/
	G	1.638	-1.077	661	468	-26
	H	1.711	-1.077	664	451	-24
	I	1.853	-1.077	658	457	-20
04	F	2.074	-672	741	501	/
	G	1.352	-933	747	330	-17
	H	1.395	-933	747	284	-15
	I	1.403	-672	738	254	-24
05	F	1.931	-1.021	714	517	/
	G	1.319	-1.374	720	370	-9
	H	1.630	-1.374	721	363	+2
	I	1.782	-1.032	714	351	-5
06	F	1.769	-769	687	435	/
	G	1.194	-436	696	295	-36
	H	1.544	-290	700	279	-28
	I	1.628	-366	695	263	-21

Die Absenkung des Fluktuationsbandes bezieht sich auf das Szenario F, welches das um die Elektromobilität (ungesteuertes und ungeregeltes Ladeverhalten) erweiterte Referenzszenario darstellt.

**Tabelle B.7:** Fluktuation der Residuallast des Fallbeispiels „Mittelspannungsnetz“  
im Zeitraum Juli bis Dezember 2010

Monat	Sze- nario	Maximale Residuallast in kW	Minimale Residuallast in kW	Durchschnitt- liche Residuallast in kW	Standard- abweichung in kW	Absenkung Fluktuations- band in %
07	F	1.710	-186	680	406	/
	G	1.244	-493	687	296	-8
	H	1.462	-331	688	252	-5
	I	1.529	-226	680	194	-7
08	F	1.706	-1.033	562	507	/
	G	1.154	-967	568	382	-23
	H	1.355	-967	569	360	-15
	I	1.338	-950	560	331	-16
09	F	2.001	-587	737	491	/
	G	1.325	-680	742	330	-23
	H	1.630	-680	745	302	-11
	I	1.772	-406	737	276	-16
10	F	2.118	-638	797	528	/
	G	1.371	-563	804	329	-30
	H	1.622	-538	807	314	-22
	I	1.724	-337	803	310	-25
11	F	2.645	-1.491	784	726	/
	G	1.581	-1.054	786	512	-36
	H	1.682	-1.026	790	510	-35
	I	1.736	-1.232	786	512	-28
12	F	2.640	-961	958	735	/
	G	1.877	-692	956	449	-29
	H	1.824	-632	959	440	-32
	I	1.849	-675	958	453	-30

Die Absenkung des Fluktuationsbandes bezieht sich auf das Szenario F, welches das um die Elektromobilität (ungesteuertes und ungeregeltes Ladeverhalten) erweiterte Referenzszenario darstellt.

# C Programmcodes

## Auflistung C.1: Backtracking-Algorithmus<sup>[50]</sup>

```
1 function [opt] = backtracking(g, w, G)
2 %%%BACKTRACKING(g,W,G) löst das Rucksackproblem mit Gewichten g, Werten W
3 %und Gewichtsobergrenze G.
4 %Eine Optimallösung opt wird mit Hilfe eines Backtrackingverfahrens
5 %gefunden.
6 %%%
7
8 A = zeros(length(g)+1,G+1);
9 % A(j+1,Y+1) enthält die optimale Rucksackkonstellation für eine
10 % Gewichtsgrenze Y unter Berücksichtigung der ersten j Gegenstände
11 for j = 1:length(g)
12     for Y = 1:G
13         if g(j) > Y
14             A(j+1,Y+1) = A(j,Y+1);
15         else
16             A(j+1,Y+1) = max( A(j,Y+1), w(j) + A(j,Y-g(j)+1));
17         end
18     end
19 end
20
21 best = A(end,end);
22
23 %Backtracking mit Hilfe der Matrix A
24 opt = zeros(1,length(g));
25 a = best;
26 j = length(g);
27 Y = G;
28 while a > 0
29     while A(j+1,Y+1) == a
30         j = j - 1;
31     end
32     j = j + 1;
33     opt(j) = 1;%Gegenstand j wird in den Optimalrucksack übernommen
34     Y = Y - g(j);
35     j = j - 1;
36     a = A(j+1,Y+1);
37 end
38
39 end
```

## Auflistung C.2: Brute-Force-Algorithmus<sup>[50]</sup>

```
1 function [opt] = bruteforce( g,w,G )
2   %%%
3   %BRUTEFORCE(g,w,G) löst das Rucksackproblem für n Gegenstände mit Gewichten
4   %g_i > 0 und Werten w_i > 0 für eine Gewichtsschranke G > 0 des Rucksacks.
5   %opt liefert die wertvollste Konstellation von Gegenständen, dessen
6   %Gesamtgewicht noch unterhalb der Gewichtsgrenze G liegt.
7   %%%
8
9   %Initialisierung mit der Konstellation [0 0 ... 0].
10  %Keine Gegenstände im Rucksack
11  maxwert = 0;
12  opt = zeros(1,length(g));
13  konstellation = opt;
14
15  loesungen = zeros(2^length(g),2+length(g));
16
17  %2^n-1 Möglichkeiten durchprobieren
18  %(erste Möglichkeit steckt in Initialisierung)
19  for i = 1:(2^length(g)-1)
20
21      bin = dec2bin(i);
22      str = num2str(bin);
23
24      %Binärstring mit Nullen auffüllen
25      if length(g) > length(str)
26          for j = 1:(length(g)-length(str))
27              str = ['0',str];
28          end
29      end
30
31      for j = 1:length(g)
32          konstellation(j) = str2double(str(j));
33      end
34
35      loesungen(i,:) = [dot(g,konstellation), dot(w, konstellation), konstellation];
36
37      %Beste zulässige Konstellation festhalten
38      if dot(g,konstellation) <= G
39          if dot(w,konstellation) > maxwert
40              maxwert = dot(w,konstellation);
41              opt = konstellation;
42          end
43      end
44  end
45
46  save loesungen.mat loesungen
47
48  end
```

### Auflistung C.3: Greedy-Algorithmus<sup>[50]</sup>

```
1 function [opt] = greedy(g,w,G)
2 %%%
3 %GREEDY(g,w,G) liefert eine zulässige Lösung des Rucksackproblems ohne
4 %Optimalität zu fordern. Die zur Verfügung stehenden Gegenstände werden
5 %nach ihrem Quotienten von Wert zu Gewicht in den Rucksack gepackt solange
6 %bis kein Gegenstand mehr in den Rucksack passt. Die damit erreichte Lösung
7 %wird in opt als Binärvektor ausgegeben.
8 %%%
9 %Initialisierung des Auswahlvektors opt
10 opt = zeros(1,length(g));
11 %Sortieren der Gegenstände nach dem Quotienten von Wert zu Gewicht
12 g_w = sortiere(g,w);
13 %Startwert für das Gesamtgewicht
14 gewicht = 0;
15 %Packe so lange Gegenstände in der Reihenfolge ihrer Bewertung in den
16 %Rucksack, bis kein Gegenstand mehr in den Rucksack passt.
17 for i = 1:length(g)
18     if (gewicht + g_w(3,i)) <= G
19         opt(g_w(1,i)) = 1;%Der Gegenstand wird dem Rucksack hinzugefügt
20         gewicht = gewicht + g_w(3,i);
21     end
22 end
23 end
24 function [g_w_new] = sortiere(g,w)
25 %%%
26 %SORTIERE(g,w) liefert als Ausgabe eine Matrix in der die Gegenstände
27 %nach ihrem Quotienten von Wert zu Gewicht sortiert sind und die
28 %vorherige Vektorposition enthalten ist.
29 %%%
30 %Definiere alte Gewicht-Nutzen-Matrix und initialisiere neue
31 %Gewicht-Wert-Matrix
32 g_w = [1:1:length(g); zeros(1,length(g)); g];
33 g_w_new = zeros(3,length(g));
34
35 for i = 1:length(g)
36     g_w(2,i) = w(i)/g(i);
37 end
38 %Sortiere die Spalten der alten Gewicht-Wert-Matrix beginnend mit der
39 %Spalte des größten Wert/Gewicht-Quotienten aus der alten in die neue
40 %Gewicht-Wert-Matrix.
41 for i = 1:length(g)
42     if isempty(g_w)
43         break;
44     end
45     q_max = max(g_w(2,:));
46     for j = 1:length(g_w(2,:))
47
48         if q_max == g_w(2,j)
49             g_w_new(:,i) = g_w(:,j);
50             g_w(:,j) = [];
51             break;
52         end
53     end
54 end
55 end
```

## Auflistung C.4: Nemhauser-Ullmann-Algorithmus<sup>[50]</sup>

```
1 function[opt] = neu_ull(g,w,G)
2
3     L = pareto(g,w);
4     opt = zeros(1,length(g));
5
6     %Identifizieren der besten pareto-optimalen Lösung aus L
7     maxwert = 0;
8
9     for i = 1:size(L,1)
10         if L(i,1) <= G
11             if L(i,2) > maxwert
12                 opt = L(i,3:end);
13                 maxwert = L(i,2);
14             end
15         end
16     end
17 end
18
19 function[L] = pareto(g,w)
20
21     %Begonnen wird mit der ersten Lösungsmenge mit Gewicht und Wert von 0
22     L = zeros(1, 2 + length(g));
23
24     %Lösungsmengen generieren und Pareto-Optimalität überprüfen
25     for i = 1:length(g)
26
27         L_new = [L; zeros(size(L,1), 2 + length(g))];
28
29         %Generieren einer neuen Lösungsmenge L' mit Hinzunahme der i-ten
30         %Last zu jeder alten Lösung der Lösungsmenge L
31         for j = 1:size(L,1)
32             L_new(size(L,1)+j,1) = L(j,1) + g(i);
33             L_new(size(L,1)+j,2) = L(j,2) + w(i);
34             L_new(size(L,1)+j,3:end) = L(j,3:end);
35             L_new(size(L,1)+j,2+i) = 1;
36         end
37
38         %Nicht pareto-optimale Punkte streichen
39         loop_end = size(L_new,1);
40         k = 1;
41
42         while k <= loop_end
43
44             m = 1;
45
46             while m <= loop_end
47
48                 if k ~= m
49                     if L_new(k,1) >= L_new(m,1)
50                         if L_new(k,2) < L_new(m,2)
51                             L_new(k,:) = [];
52                             k = k-1;
53                             m = m-1;
54                             loop_end = loop_end-1;
55                         end
56                     end
57                 end
58             end
59         end
60     end
61 end
```



---

```
56         end
57     end
58 end
59
60     m = m + 1;
61 end
62
63     k = k+1;
64 end
65
66     %Neue Lösungsmenge ist die Menge aller pareto-optimalen
67     %Lösungen
68     L = L_new;
69
70 end
71 end
```



---

## D Glossar

Aggregator	Ein Aggregator in einem Smart-Grid-Anwendungsfall ist ein zentraler Akteur im Energieversorgungsnetz, der über Kenntnis aller Energieerzeugungen sowie -verbräuche in diesem verfügt.
Akteur	Ein Akteur in Anwendungsfällen ist jemand oder etwas, der oder das ein Verhalten zeigt <sup>[11]</sup> . Es kann sich um ein mechanisches System, ein Computersystem, eine Person, eine Organisation oder eine Kombination aus diesen handeln <sup>[11]</sup> .
Anwendungsfall	Ein Anwendungsfall bündelt Szenarien, die eintreten können, wenn ein Akteur mit Hilfe des verwendeten Systems ein bestimmtes Ziel erreichen möchte.
Applikationscontroller	Ein Applikationscontroller ist für das Management eines gewissen Gerätes verantwortlich. Er steuert z.B. Stellmotoren etc. an und kann selbst übergeordnet durch einen Applikationsmanager gesteuert werden.
Applikationsmanager	Ein Applikationsmanager ist ein Softwarekonstrukt, welches untergeordnet Applikationscontroller oder Systeme verwalten kann. Ein HLK-Applikationsmanager kann z.B. untergeordnete Systeme wie Klimaanlage, Wärmepumpe etc. eigenständig steuern und regeln.
Basis-Anwendungsfall	Ein Basis-Anwendungsfall ist ein Anwendungsfall, der durch einen Primärakteur ausgelöst wird und nicht durch einen anderen Anwendungsfall aufgerufen wird.

Datenpunkt	Ein KNX-Datenpunkt beschreibt allgemein den Eingang oder Ausgang eines Funktionsblocks.
Datenpunkttyp	Ein KNX-Datenpunkttyp beschreibt das Format und die Kodierung eines Datenpunkts.
Demand Response	Demand Response bezeichnet den Vorgang, den Bedarf eines Kunden an elektrischer Energie anreizbasiert (durch z.B. mehrstufige Stromtarife) zu beeinflussen. Der Kunde reagiert als Antwort auf den Anreiz mit einer Veränderung seines Bedarfsverhaltens und ändert damit seinen elektrischen Verbrauch.
Demand Side Management	Demand Side Management bezeichnet in dieser Arbeit das automatisierte Lastmanagement eines Gebäudes anhand einer Gebäudesteuerung.
DigSILENT PowerFactory	PowerFactory ist eine Netzsimulationssoftware der Firma DigSILENT.
EisBär	EisBär ist eine KNX-Software der Alexander Maier GmbH für die Visualisierung und das Monitoring von KNX-Anlagen.
Empirische Standardabweichung	Die empirische Standardabweichung ist ein Maß für die Streuung von Werten um ihren Erwartungsbzw. Mittelwert. In dieser Arbeit wird die empirische Standardabweichung als Indikator für die Bewertung von Fluktuationen bzw. für das Harmonisierungs-Verfahren verwendet.
Erweiterter Ablauf	Der erweiterte Ablauf eines Anwendungsfalls beschreibt den Ablauf von diesem inklusive der für den Anwendungsfall vorgesehenen Erweiterungen.
Ethernet-Anschluss	Ein Ethernet-Anschluss ist eine Anschlussbuchse für ein Netzkabel. Man findet diesen z. B. bei Computern, Routern etc.

---

ETS	ETS steht für Engineering Tool Software, ein herstellerunabhängiges Installationswerkzeug für die Planung und Konfiguration intelligenter Haus- und Gebäudesystemtechnik mit dem KNX-Bussystem.
Extend-Anwendungsfall	Ein Extend-Anwendungsfall ist ein Anwendungsfall, der einen anderen Anwendungsfall unterbrechen kann, um dann selbst ausgeführt zu werden. Ein Extend-Anwendungsfall erweitert damit einen anderen Anwendungsfall <sup>[11]</sup> .
Funktionsblock	Ein KNX-Funktionsblock implementiert eine Funktion und verfügt über Ein- und Ausgänge sowie Parameter.
Harmonisierungs-Verfahren	Das Harmonisierungs-Verfahren beschreibt die Lastanpassung auf Basis eines Algorithmus, der die Lastkurve unter der Sollkurve entlangschiebt und das Minimum der Standardabweichung aller Kombinationen als Indikator für den besten Startzeitpunkt ermittelt.
Include-Anwendungsfall	Ein Include-Anwendungsfall ist ein Anwendungsfall, der aus einem laufenden Anwendungsfall heraus aufgerufen werden kann. Oftmals ruft ein Anwendungsfall auf der Anwendungsebene einen Anwendungsfall auf der Systemebene auf <sup>[11]</sup> .
Internetrouter	Ein Internetrouter ist ein Gerät, über welches Computer mit dem Internet verbunden werden. Der Internetrouter wird meistens vom Internetprovider gestellt.
Invariante	Invarianten eines Anwendungsfalls sind die Mindestgarantien des Systems an die Stakeholder, insbesondere wenn das Ziel des Primärakteurs nicht erreicht wird <sup>[11]</sup> .

KNX	KNX ist ein Protokoll für ein Bussystem in der Gebäudetechnik, das von über 300 Hersteller unterstützt wird. Das Bussystem ist auch unter vormaligem Namen Europäischer InstallationsBus (EIB) bekannt.
KNX Association	Die KNX Association mit Sitz in Brüssel ist die Organisation die die Standardisierung des KNX-Bussystems betreibt.
KNXnet/IP-Router	Ein KNXnet/IP-Router ist ein KNX-Gateway zwischen Ethernet und KNX-Zweidrahtbus (KNX TP) und ermöglicht die KNX-Kommunikation über Netzwerk.
MATLAB	MATLAB ist eine höhere Programmiersprache und interaktive Umgebung für numerische Berechnungen, Visualisierung und Programmierung. MATLAB dient zur Datenanalyse, Algorithmen-Entwicklung und zur Erstellung von Modellen und Anwendungen.
Nachbedingung	Die Nachbedingungen eines Anwendungsfalls benennen die Interessen der Stakeholder, die nach einem erfolgreichen Ablauf des Anwendungsfalls erfüllt sind <sup>[11]</sup> .
NEPLAN	NEPLAN ist das Planungs- und Informationssystem zum Management, zur Analyse und zur Optimierung von Gas- und Wassernetzen sowie elektrischen Netzen in allen Spannungsbereichen.
Obere Durchschnittsabweichung	Die obere Durchschnittsabweichung ist eine in dieser Arbeit eingeführte Kennzahl und beschreibt, um welche durchschnittliche Leistung eine Sollkurve durch eine Lastkurve überragt wurde.
Physikalische Adresse	Eine physikalische Adresse in einem KNX-Bussystem ist eine Adresse, die einem Busteilnehmer zugeordnet wird und diesen eindeutig identifiziert.

---

Powerline	Powerline bezeichnet den Übertragungsweg einer Datenkommunikation durch auf Stromkabel aufmodulierte Signale.
Primärakteur	Der Primärakteur in einem Anwendungsfall ist der Akteur, der eine Interaktion mit dem System auslöst, um ein Ziel zu erreichen <sup>[11]</sup> . Der Primärakteur ist es, der normalerweise den Anwendungsfall auslöst <sup>[11]</sup> .
Residualerzeugung	Als Residualerzeugung wird in dieser Arbeit eine prognostizierte Energieerzeugung abzüglich einer für diesen Zeitraum abzusehenden Lastkurve definiert.
RTP-Tarif	Ein Real-Time-Pricing-Tarif ist ein mehrstufiger Stromtarif, dessen Tarifstufen sich kurzfristig ändern können. RTP-Tarife können mit der Energieerzeugung erneuerbarer Energien in einem Energieversorgungsnetz korrelieren.
Simulink	Simulink ist eine Blockdiagrammumgebung für die Mehrdomänen-Simulation und dem modellbasierten Design. Simulink unterstützt den Entwurf und die Simulation auf Systemebene und ermöglicht außerdem die automatische Code-Generierung und das kontinuierliche Testen und Verifizieren von Embedded Systems.
SOC	Der State of Charge (SOC) ist ein Kennwert für den Ladezustand von Akkus. Der SOC-Wert kennzeichnet die noch verfügbare Kapazität eines Akkus im Verhältnis zum Nominalwert.
Sollkurve	Eine Sollkurve bzw. ein Sollwert oder eine Sollgröße (engl.: setpoint) beschreibt in der Regelungstechnik eine Führungsgröße, an welche eine Regelgröße durch einen Regler angepasst wird. In dieser Arbeit werden Sollgrößen bzw. Sollkurven mit dem Index SP (setpoint) gekennzeichnet.

Stakeholder	Ein Stakeholder in einem Anwendungsfall ist ein externer Akteur, der einen Anspruch auf den Schutz seiner Interessen durch das System hat <sup>[11]</sup> . Das System muss zur Befriedigung dieser Interessen bestimmte Aktionen durchführen <sup>[11]</sup> .
Standardablauf	Der Standardablauf eines Anwendungsfalls beschreibt den Ablauf von diesem ohne vorgesehene Erweiterungen.
TOU-Tarif	Ein Time-Of-Use-Tarif ist ein mehrstufiger Stromtarif, bei dem die Preisstufen festen vorgegebenen Zeitperioden zugeordnet sind.
UML	Die Unified Modelling Language (UML) ist eine grafische Modellierungssprache zur Spezifikation, Konstruktion und Dokumentation von Software-Teilen und anderen Systemen <sup>[26]</sup> .
XML	Die Extensible Markup Language (erweiterbare Auszeichnungssprache), abgekürzt XML, ist eine Auszeichnungssprache zur Darstellung hierarchisch strukturierter Daten in Form von Textdateien.
Zeitperiode	Unter einer Zeitperiode wird der Zeitbereich einer bestimmten Länge verstanden. In dieser Arbeit wird die Zeitperiode allgemein mit dem Index TP (Time Period) gekennzeichnet. Die Zeitperiode, als Randbedingung für die Lastanpassung einer Last $L_i$ , wird mit dem Index $TPL_i$ (Time Period Load $i$ ) gekennzeichnet.



# Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

## Symbolverzeichnis

Formel	Beschreibung	Einheit
$a_{Li,q}$	Skalierungsfaktor zur Skalierung des statischen Lastgangs des Gerätetypen $q$ auf die Last $Li$ , so dass beide Energieverbräuche über 24 Stunden gleich sind.	/
$f$	Frequenz	Hz
$f_N$	Nennfrequenz in einem Energieversorgungsnetz	Hz
$G$	Gewichtsobergrenze eines Rucksacks, Rucksackalgorithmus	kg
$g_i$	Gewicht von Gegenstand $i$ , Rucksackalgorithmus	kg
$g(N)$	Gleichzeitigkeitsfaktor für $n$ Haushalte	/
$g_\infty$	Gleichzeitigkeitsfaktor nach Verbrauchergruppen, siehe Tabelle 6.4	/
$i$	Laufvariable, allgemein $i = [1, \infty]$ mit $i \in \mathbb{N}$	/
$j$	Laufvariable, allgemein $j = [1, \infty]$ mit $j \in \mathbb{N}$ , die Viertelstundenintervalle bezeichnet	/
$k$	Laufvariable für die Diskretisierung, allgemein $k = [1, \infty]$ mit $i \in \mathbb{N}$	/
$k_{bo}$	Bruttostrompreis	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$k_{bo,max}^{-1}$	Invertiertes Maximum des Bruttostrompreises $k_{bo}$	kWh [ct] <sup>-1</sup>
$k_{bo,min}^{-1}$	Invertiertes Minimum des Bruttostrompreises $k_{bo}$	kWh [ct] <sup>-1</sup>

$k_{dl}$	Durchleitungskosten im Niederspannungsnetz	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$k_{EEG}$	EEG-Umlage	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$k_{EEX}$	Zeitlich veränderlicher EEX-PHELIX-Preisindex	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$K_{konz}$	Konzessionsabgabe	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$k_{KWK}$	KWK-Abgabe	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$K_{Li}$	Zeilenrang der Matrix $\mathbf{P}_{Li}$ , Anzahl aller abgetasteten Lastwerte der Last $Li$	/
$K_{L,p}$	Leistungspreis für elektrische Energie	€ [kW] <sup>-1</sup>
$K_{L,w}$	Arbeitspreis für elektrische Energie	€ [kWh] <sup>-1</sup>
$k_{no}$	Nettostromgestehungskosten	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$K_{SP}$	Zeilenrang der Matrix $\mathbf{P}_{SP}$ , Anzahl aller abgetasteten Werte der Sollkurve	/
$k_{steuer}$	Stromsteuer	ct [kWh] <sup>-1</sup>
$l$	Füllstandsgrenze des warmen Wassers in einem Warmwasserspeicher	m
$l_{max}$	Obere Füllstandsgrenze des warmen Wassers in einem Warmwasserspeicher	m
$l_{min}$	Untere Füllstandsgrenze des warmen Wassers in einem Warmwasserspeicher	m
$M$	Anzahl der möglichen Verschiebungspositionen einer Last unter der Sollkurve	/
$m$	Aktuelle Verschiebungsposition einer Last unter Sollkurve, allgemein $m = [1, M]$ mit $i \in \mathbb{N}$	/
$m_{L1}$	Verschiebeposition der Lastprofil-Matrix $\mathbf{P}_{L1}$ der Last L1 im Harmonisierungs-Verfahren-Beispiel auf Seite 54	/

$m_{L2}$	Verschiebeposition der Lastprofil-Matrix $\mathbf{P}_{L2}$ der Last L2 im Harmonisierungs-Verfahren-Beispiel auf Seite 54	/
$m_{\sigma_{\min}}$	Verschiebungsposition, bei der die Standardabweichung $\sigma_d$ minimal wird	/
$N$	Anzahl der Haushalte	/
$n$	Obergrenze einer Laufvariable z. B. $i = [1, n]$	/
$n_H$	Anzahl der Haushalte	/
$n_L$	Anzahl der Haushaltsgerätetypen	/
$P_{\text{base,pred}}$	Die Prognose-Basislast bezeichnet den Gesamtverbrauch der im Vorfeld bekannten Lasten, die nicht am Lastmanagement teilnehmen werden.	kW
$P_{\text{BDEW}}$	BDEW-Standardlastprofil	kW
$P_d(m, k)$	Berechnungsvorschrift zur Differenzbildung (Differenz = Index d) der Matrizen $\mathbf{P}_{\text{SP}}$ und $\mathbf{P}_{Li}$ für eine Verschiebungsposition $m$ beim Harmonisierungs-Verfahren	kW
$\mathbf{P}_d$	Matrix, die die Ergebnisse der Differenzbildung der Sollwert-Matrix $\mathbf{P}_{\text{SP}}$ und einer Lastprofil-Matrix $\mathbf{P}_{Li}$ (Zeilen der Matrix) für alle $M$ möglichen Verschiebungspositionen enthält.	kW
$P_{\Delta}$	Regeldifferenz	kW
$\bar{P}_d(m)$	Mittelwert einer Zeile $m$ der Matrix $\mathbf{P}_d$	kW
$P_{\text{EE}}$	Eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien	kW
$P_{\text{el}}$	Elektrische Leistung des Hubkolbenverdichters einer Wärmepumpe	kW
$P_{\text{grid}}$	Netzlast	kW
$P_{L,\text{ges}}$	Gesamtlast	kW
$P_{Li}$	Lastprofil der Last $Li$	kW

$P_{Li}$	Matrix der diskretisierten Lastwerte der Last $Li$ (Lastprofil-Matrix)	kW
$P_{Li,q}$	Last $Li$ des Gerätetyps $q$	kW
$P_{L,max}$	Lastobergrenze des Leistungsbandes	kW
$P_{L,min}$	Lastuntergrenze des Leistungsbandes	kW
$P_{PV}$	Erzeugung einer Photovoltaik-Anlage	kW
$\bar{P}_{PV}$	Mittelwert einer Photovoltaik-Einspeisung	kW
$P_{PV,pred}$	Prognosekurve einer Photovoltaik-Einspeisung	kW
$P_{q,stat}$	Statistischer Lastgang des Gerätetyps $q$ aus [33]	kW
$P_{ref30}$	Spitzenlast von 30 Haushalten basierend auf dem Referenzhaushalt und dem Gleichzeitigkeitsfaktor	kW
$P_{ref,max}$	Maximale Lastspitze des Referenzhaushalts, siehe Abschnitt 5.6.4	kW
$P_{res}$	Residuallast	kW
$P_{SL}$	Um die Haushaltsgeräte bereinigtes Standardlastprofil	kW
$P_{SP}$	Sollkurve für die Lastanpassung	kW
$\mathbf{P}_{SP}$	Matrix der diskretisierten Leistungswerte der Sollkurve (Sollwert-Matrix)	kW
$P_{SP}(k)$	Diskretisierte Sollkurve	kW
$\mathbf{P}_{SP,neu}$	Neue Sollwert-Matrix für die Last L2 im Harmonisierungs-Verfahren-Beispiel auf Seite 54	kW
$P_{SP,pred}$	Prognose-Sollkurve der Residualerzeugung	kW
$P_{SP,real}$	Sollgröße für Echtzeit-Regelung	kW
$P_{SP,res}$	Sollkurve für die Residuallast	MW

$P_{SP,TA}$	Sollkurve für Tarif A: Zweistufentarif (Tag/Nacht)	kW
$P_{SP,TB}$	Sollkurve für Tarif B: Dreistufentarif E-Energy MeRegio	kW
$P_{SP,TC}$	Sollkurve für Tarif C: EEX-PHELIX-Preisindex	kW
$P_{SP,TD}$	Sollkurve für Tarif D: Web2Energy-Tarif	kW
$Q$	Wärme	J
$q$	Gerätetyp, z. B. Waschmaschine, Trockner etc.	/
$\dot{Q}_S$	Verdampfungswärmestrom des Sole-Wärmeübertragers in einer Wärmepumpe	kW
$t$	Zeit	hh:mm:ss
$t_{2011}$	Jahresnutzungsdauer für das Jahr 2011 im Gebiet der Süwag Netz GmbH	ha <sup>-1</sup>
$T$	Temperatur	°C
$T_0$	Temperatur einer kalten Wärmequelle, Verdampfungstemperatur	°C
$t_{L1,A}$	Startzeit der Last L1 im Harmonisierungs-Verfahren-Beispiel auf Seite 54	hh:mm:ss
$t_{Li,q,A}$	Startzeit der Last $Li$ des Gerätetyps $q$	hh:mm:ss
$t_{Li,q,\Omega}$	Endzeit der Betriebszeit von Last $Li$ des Gerätetyps $q$	hh:mm:ss
$t_{L2,A}$	Startzeit der Last L2 im Harmonisierungs-Verfahren-Beispiel auf Seite 54	hh:mm:ss
$t_{Li,A}$	Startzeitpunkt der Last $Li$	hh:mm:ss
$t_{Li,\Omega}$	Endzeitpunkt der Last $Li$	hh:mm:ss
$t_{TPLi,A}$	Beginn der Zeitperiode, innerhalb derer eine Last $Li$ betrieben werden muss	hh:min:ss
$t_{TPLi,\Omega}$	Ende der Zeitperiode, innerhalb derer eine Last $Li$ betrieben werden muss	hh:min:ss

$t_{SP,A}$	Startzeitpunkt der Gültigkeit der Sollkurve	hh:mm:ss
$t_{SP,\Omega}$	Endzeitpunkt der Gültigkeit der Sollkurve	hh:mm:ss
$U_{NI}$	Knotenspannung an einem Knoten $l$ in einem Energieversorgungsnetz	V
$\dot{V}_{hub}$	Hubvolumen des Hubkolbenverdichters einer Wärmepumpe	$m^3h^{-1}$
$W_{ges}(j)$	Gesamtenergieverbrauch pro Viertelstundenintervall	kWh
$w_i$	Wertigkeit des Gegenstands $i$ , Rucksackalgorithmus	/
$w_{Li}$	Wertigkeit der Last	/
$W_{w2e}(j)$	Referenzverbrauch des Web2Energy-Tarifs pro Viertelstundenintervall	kWh
$W_{w2e,max}$	Maximalwert der durch den Web2Energy-Tarif gegebenen Referenzkurve	kWh
$x_i$	Variable mit dem Wertebereich $x_i = 0, 1$ für einen Gegenstand $i$ , die angibt, ob dieser Gegenstand in den Rucksack gepackt wird oder nicht (Rucksackalgorithmus)	/
$X(j)$	Bonuspunkte des Web2Energy-Tarifs pro Viertelstundenintervall $j$	Pkt.
$\beta$	Aufständigungswinkel von Solarmodulen	°
$\Delta \hat{k}_{bo}^{-1}$	Differenz von invertiertem Maximums des Bruttostrompreises $k_{bo,max}$ und des Minimums des Bruttostrompreises $k_{bo,min}$	$kWh[ct]^{-1}$
$\Delta t_{Li,A\Omega}$	Laufzeit der Last $Li$	min
$\Delta t_{SP,A\Omega}$	Gültigkeitsdauer der Sollkurve	min
$\Delta t_{PLi,A\Omega}$	Zeitdauer der Zeitperiode, innerhalb derer eine Last $Li$ betrieben werden muss	min
$\eta_{thn}$	Nutzerakzeptanz für Lastmanagement	/
$\sigma_d(m)$	Standardabweichung einer Zeile $m$ der Matrix $\mathbf{P}_d$	kW

---

$\sigma_d$	Matrix, die die Standardabweichungen aller $M$ möglichen Verschiebungspositionen der Differenzmatrix $\mathbf{P}_d$ enthält	kW
$\tau_0$	Abtastzeit für Diskretisierung	s

## Abkürzungen

z. B.	zum Beispiel
BMJ	Bundesministerium der Justiz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
etc.	et cetera
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KID	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
KM	Kältemaschine
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
SD	Solar Decathlon
u. a.	unter anderem
urspr.	ursprünglich



---

vgl.

vergleiche



---

# Urheberverzeichnis Abbildungen

Folgende Abbildungen wurden identisch in diese Arbeit übernommen.

[abb] Urheber des Fotos: ABB STOTZ-KONTAKT GmbH, Heidelberg.

[bmV] Urheber des Fotos: Ministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung.

[klu] Urheber des Fotos: Sascha Klump, Teammitglied Team Germany Solar Decathlon 2009.

[ott] Urheber des Fotos: Thomas Ott Fotografie, Ober-Ramstädter-Straße 96e, 64367 Mühlthal, mail@o2t.de.

[sch] Urheber des Fotos: Andreas Schreiber.

[tud] Rechte am Foto: Technische Universität Darmstadt.



---

# Literaturverzeichnis

## Allgemeines Literaturverzeichnis

- [1] ADAM, D. : *Zukünftige Anforderungen an Messsysteme*. Berlin, PTB Seminar Kommunikative Zähler, Vortrag, 2009
- [2] BAYRISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE (Hrsg.): *Energieeinsparung - Technik und Wirtschaftlichkeit: Energiespartipps*. 2010
- [3] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (Hrsg.): *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV)*. 2006
- [4] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ (Hrsg.): *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*. Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung. 2012
- [5] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (Hrsg.): *Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)*. 2007
- [6] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (Hrsg.): *Erneuerbare Energien in Zahlen*. 2012
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (Hrsg.): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. 2012
- [8] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (Hrsg.): *Die Energiewende in Deutschland*. 2012
- [9] BUNDESVERBAND DER ENERGIE UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. 2008
- [10] BUNDESVERBAND DER ENERGIE UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2012*. 2012

- 
- [11] COCKBURN, A. : *USE CASES effektiv erstellen*. 1. Nachdruck. Heidelberg : mitp, 2008
- [12] DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR (Hrsg.): *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*. 2010
- [13] DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT (DLR) (Hrsg.): *Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2002*. 2003
- [14] DYUSSEMBEKOVA, N. ; KURRAT, M. ; WAITSCHAT, H. : Untersuchung der Lastprofile von Niederspannungsbezirken, X. Symposium Energieinnovation, Graz, 2008
- [15] FLUR-TEC (Hrsg.): *Batterie-Ladeverfahren-Kennlinien* <http://www.flur-tec.de/lexikon/BatterieLadeverfahrenKennlinien.html>. – Stand: 12.10.2014
- [16] FRANZ, O. ; WISSNER, M. ; BÜLLINGEN, F. ; CREMER, C. ; KLOBASA, M. ; SENSFUSS, F. ; KIMPELER, S. ; BAIER, E. ; LINDNER, T. ; SCHÄFFLER, H. ; ROTH, W. ; THOMA, M. ; BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (Hrsg.): *Potentiale der Informations- und Kommunikations- Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)*. 2006
- [17] FÜRST, M. : *Das 50,2Hz Problem*. BMWi-Gesprächsplattform „Zukunftsfähige Netze und Systemsicherheit, Berlin, 2011
- [18] HARTKOPF, T. : *Regenerative Energien*. Darmstadt, Technische Universität Darmstadt, FG Regenerative Energien, Vorlesungsskript, 2009
- [19] JACOB, R. ; EIRMBTER, W. H.: *Allgemeine Bevölkerungsumfragen - Einführung in die Methoden der Umfrageforschung*. München : Oldenbourg Verlag, 2000
- [20] KIRCHHOFF, S. ; KUHN, S. ; LIPP, P. ; SCHLAWIN, S. : *Der Fragebogen - Datenbasis, Konstruktion und Auswertung*. 3. überarbeitete Auflage. Wiesbaden : VS Verlag, 2006
- [21] KLOBASA, M. ; ERGE, T. ; BUKVIC-SCHÄFER, A. S. ; HOLLMANN, M. : *Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen*. 11. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 2006
- [22] KNX ASSOCIATION (Hrsg.): *KNX Datapoint Types* [http://www.knx.org/fileadmin/downloads/03%20-%20KNX%20Standard/KNX%20Standard%20Public%20Documents/03\\_07\\_02%20Datapoint%20Types%20v1.07.00%20AS.zip](http://www.knx.org/fileadmin/downloads/03%20-%20KNX%20Standard/KNX%20Standard%20Public%20Documents/03_07_02%20Datapoint%20Types%20v1.07.00%20AS.zip). – Stand: 12.10.2014

- 
- [23] KOHLER, S. : *Die Energiewende erfolgreich gestalten - Marktinstrumente für die Sanierungs-offensive*. Bundeskongress Energieberatung, Nürnberg, 2012
- [24] MARTELLO, S. ; TOH, P. : *Knapsack Problems - Algorithms and Computer Implementations*. <http://www.or.deis.unibo.it/kp/KnapsackProblems.pdf>. Version: 1990
- [25] MAYER, J. : *MeRegio - Stromampel / Intelligenter Zähler* <http://www.stromampel.com>. – Veröffentlichung des E-Energy-MeRegio-Tarifs im Internet, Stand: 01.01.2012
- [26] OMG (Hrsg.): *OMG Unified Modelling Language (OMG UML), Infrastructure* <http://www.omg.org/spec/UML/2.4.1/Infrastructure/PDF>. – Stand: 12.10.2014
- [27] PEPELS, W. : *Marktforschung - Verfahren, Datenauswertung, Ergebnisdarstellung*. 2. überarbeitete Auflage. Düsseldorf : symposion, 2008
- [28] PORST, R. : *Fragebogen - Ein Arbeitsbuch*. 1. Auflage. Wiesbaden : VS Verlag, 2008
- [29] QUASCHNIK, V. : Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung - Integration regenerativer Energien in die Elektrizitätsversorgung. In: *Fachmagazin "Brennstoff Wärme Kraft"* 10 (1999)
- [30] RAAB-STEINER, E. ; BENESCH, M. : *Der Fragebogen - Von der Forschungsidee zur SPSS/PASW-Auswertung*. 1. Auflage. Wien : Facultas, 2008
- [31] RÜSCHENBAUM, G. : *Entgelte für den Zugang zum Stromverteilnetz der Süwag GmbH* <http://www.syna.de/property/1324481224/file/S%C3%BCwag%20Preisbl%C3%A4tter%20Netzzugang%20Strom%20ab%2001012011.pdf>. – Stand: 01.01.2011
- [32] SCHWAB, A. J.: *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 2. aktualisierte Auflage. Heidelberg : Springer-Verlag, 2009
- [33] STAMMINGER, R. : *Synergy Potential of Smart Appliances* [http://www.smart-a.org/WP2\\_D\\_2\\_3\\_Synergy\\_Potential\\_of\\_Smart\\_Appliances.pdf](http://www.smart-a.org/WP2_D_2_3_Synergy_Potential_of_Smart_Appliances.pdf). – Stand: 12.10.2014
- [34] STATISTISCHES BUNDESAMT (DESTATIS) (Hrsg.): *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2010 bis 2012* <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html>. – Stand: 12.10.2014

- 
- [35] STEINER, L. ; HOFFMANN, A. ; ZIMMER, H. : *surPLUShome, Ein intelligentes Solarhaus für das Stromnetz von Morgen*. 2010. – Bewerbung für den KNX Award 2010
- [36] TRANSNET BW (Hrsg.): *Windenergie* <http://www.transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windenergie/>. – Stand: 12.10.2014
- [37] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (Hrsg.): *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them*. 2006

## Literaturverzeichnis TUD-interner Literatur

Die im Folgenden genannte nur TUD-intern veröffentlichte Literatur entstand im Rahmen der Forschung des Autors dieser Dissertation durch von diesem an Studenten vergebene Studien- und Diplomarbeiten bzw. Bachelor- und Masterarbeiten sowie Praktika und HiWi-Jobs. Diese Literatur behandelt untergeordnete Teilthemen dieser Dissertation, die auf der Ideengebung und Anleitung des Autors dieser Dissertation basieren.

- [38] FRANZ, P. : *Wirtschaftlichkeitsanalyse eines dezentralen Demand Side Managements unter Entwicklung eines zeitvariablen Stromtarifs*, Technische Universität Darmstadt, Studienarbeit, 2010
- [39] KEHL, T. : *Bestimmung des Lastmanagementpotentials einer Wärmepumpe mit Wärmespeicher mit Hilfe eines MATLAB Simulink- Modells*, Technische Universität Darmstadt, Bachelorthesis, 2013
- [40] KÜRZER, M. : *Implementierung eines Fahrprofil-Modells von Elektrofahrzeugen und Untersuchung von Geschäftsmodellen hinsichtlich potentieller Teilnahme an Lastverschiebungen*, Technische Universität Darmstadt, Studienarbeit, 2010
- [41] SCHEUERMANN, G. : *Analyse der Nutzerakzeptanz von Lastmanagementlösungen in privaten Haushalten*, Technische Universität Darmstadt, Diplomarbeit, 2010
- [42] SCHIERHORN, P. : *Modellierung eines Mittelspannungsnetzes und Entwicklung von Strategien zum Management von Überschusserzeugungen aus erneuerbaren Energien hinsichtlich der Netzstabilität*, Technische Universität Darmstadt, Bachelorthesis, 2011
- [43] SCHIERHORN, P. : *Berechnung von Lastverschiebungspotentialen in Stromnetzen*, Technische Universität Darmstadt, Diplomarbeit, 2013

- 
- [44] SCHREIBER, A. : *Entwicklung von Anwendungsfällen für Laststeuerung im Niederspannungsnetz und Realisierung der zugehörigen Gebäude- und Netzsteuerung*, Technische Universität Darmstadt, Studienarbeit, 2011
- [45] SCHREIBER, A. : *Entwicklung und Implementierung einer Laststeuerung im Rahmen von KNX Scientific*, Technische Universität Darmstadt, Diplomarbeit, 2012
- [46] SCHWARTZE, D. : *Praktikumsbericht. – Bericht zum durchgeführten Praktikum am Fachgebiet Regenerative Energien*
- [47] SCHWARTZE, D. : *Implementierung eines Lastmanagementalgorithmus auf Basis einer KNX Gebäudesteuerung*, Technische Universität Darmstadt, Studienarbeit, 2012
- [48] SECKLEHNER, M. : *Untersuchung und Simulation der Auswirkungen von Elektromobilität auf Niederspannungsnetze und Entwicklung intelligenter Lade Strategien*, Technische Universität Darmstadt, Studienarbeit, 2011
- [49] ZIMMER, H. : *Modellierung eines Lastprofils und Entwicklung von Steuerungskonzepten am Beispiel des Solar Decathlon 2009*, Technische Universität Darmstadt, Studienarbeit, 2009
- [50] ZIMMER, H. : *Entwicklung von Optimierungsalgorithmen zur Lastkurvensteuerung privater Haushalte*, Technische Universität Darmstadt, Diplomarbeit, 2010

Die im Folgenden genannte TUD-interne Literatur wurde nicht durch den Autor dieser Arbeit betreut:

- [51] FLECKENSTEIN, M. : *Modellbildung und Simulation von Energiespeichern im Niederspannungsnetz*, Technische Universität Darmstadt, Diplomarbeit, 2010. – Betreut von Dipl.-Ing. Steffen Schinz





---

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Entwicklung der erneuerbarer Energien in Deutschland, Beitrag zur gesicherten Leistung . . . . .	19
2.2	Gegenüberstellung der gesicherten bzw. installierten Leistung erneuerbarer Energien und der Jahreshöchstlast für das Jahr 2011 <sup>[7] [8]</sup> . . . . .	21
3.1	Lastmanagement-Varianten <sup>[45] [50]</sup> . . . . .	27
4.1	Soziodemografische Daten der Befragten <sup>[41]</sup> . . . . .	38
4.2	Wahrgenommene Energiethemen und Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz <sup>[41]</sup> . . . . .	40
4.3	Bestand und Alter der Haushaltsgeräte der Befragten <sup>[41]</sup> . . . . .	41
4.4	Nutzung von Energieerzeugungsanlagen, Wechselbereitschaft und Datenübertragung bzw. -sicherheit <sup>[41]</sup> . . . . .	42
4.5	Teilnahmebereitschaft für Lastmanagement <sup>[41]</sup> . . . . .	44
4.6	Tarifvisualisierung und Eignung von Geräten für Lastmanagement <sup>[41]</sup> . . . . .	46
4.7	Bestimmung der Gerätenutzung und gewünschte Mindestersparnis der Befragten <sup>[41]</sup> . . . . .	47
5.1	Beispiel für das Harmonisierungs-Verfahren mit zwei Lasten . . . . .	56
5.2	Grafische Oberfläche des Wochenzeitplans des Lastsimulations-Modells <sup>[50]</sup> . .	60
5.3	Grafische Oberflächen der Lastoptimierungs-Modelle <sup>[50]</sup> . . . . .	61
5.4	Validierung der Lastoptimierungen durch das Backtracking- und Harmonisierungs-Verfahren <sup>[50] [45]</sup> . . . . .	62
5.5	Sollkurven für die Simulationen der Lastanpassung der Szenarien A1 und A2 <sup>[50]</sup>	65
5.6	Simulationsergebnisse der Szenarien A3 und A4 <sup>[50]</sup> . . . . .	68
5.7	Extrahierte Sollkurven . . . . .	74
5.8	Lastanpassungen an den Web2Energy Tarif am Tag der höchsten Last am 26.12.2011 . . . . .	78
5.9	Auswahl der Wärmepumpen-Modi in Abhängigkeit eines mehrstufigen Tarifs <sup>[39]</sup>	82
5.10	Simulationsergebnisse des Szenarios A3WP <sup>[39]</sup> . . . . .	84

6.1	Zusammenhang der Formulierungsebenen von Anwendungsfällen . . . . .	89
6.2	UML-Darstellungen von Include- und Extend-Anwendungsfällen . . . . .	91
6.3	Aggregator im Smart Grid . . . . .	92
6.4	Demand Response (DR) und Demand Side Management (DSM) als Regelschema	93
6.5	Übergeordneter Anwendungsfall „AW0: Residuallastglättung“ inklusive unter- geordneter Anwendungsfälle auf Anwender- und Systemebene . . . . .	94
6.6	Sequenzdiagramm für Demand Response unter Verwendung dynamischer Tarife	101
6.7	Lastmanagement auf Basis des Web2Energy-Tarifs in 30 Haushalten am Tag der höchsten Last am 27.11.2011 . . . . .	104
6.8	Modellbildung Elektrofahrzeug GEM e2 <sup>[48]</sup> . . . . .	110
7.1	Gesamtmodell für die Evaluation von „AW0: Residuallastglättung“ . . . . .	116
7.2	Betrachtetes an der 20 kV-Spannungsebene angeschlossenes 0,4 kV- Niederspannungsnetz . . . . .	117
7.3	Lastmanagement-Potential ohne Elektromobilität im betrachteten Niederspan- nungsnetz . . . . .	121
7.4	Maximale Anzahl an Elektrofahrzeugen, die im betrachteten Niederspannungs- netz geladen werden können . . . . .	124
7.5	Anteile der an einem Werktag abfahrenden sowie ankommenden Fahrzeuge . .	125
7.6	Vergleich zwischen Worst Case, Normalfall und Lastmanagement . . . . .	126
7.7	Lastgang am Transformator und Spannungsverläufe unter Einfluss von Photovoltaik-Anlagen . . . . .	127
7.8	Einfluss der Anwendungsfälle AW2.2 und AW2.3 auf das Niederspannungsnetz	129
7.9	Charakteristik des Mittelspannungsnetzes in Abhängigkeit verschiedener Ein- speisungen EE an charakteristischen Tagen . . . . .	132
7.10	Sollkurven für die Residuallastglättung auf Basis dynamischer Mittelwerte <sup>[43]</sup> .	134
7.11	Residuallastglättung durch Lastmanagement von Haushalten . . . . .	135
7.12	Residuallastglättung an charakteristischen Tagen der Szenarien F-I . . . . .	138
7.13	Vergleich des Fluktuationsbandes und der Standardabweichungen der Resi- duallast . . . . .	141
8.1	Vergleiche einer konventionellen Elektroinstallation mit einem Bussystem . . .	147
8.2	Überblick über den Gebäudetechnik-Teststand . . . . .	148
8.3	Gebäudetechnik-Teststand und Komponenten . . . . .	149
8.4	Grafische Oberfläche des Vorhersage-Lastmanagers <sup>[sch]</sup> . . . . .	152
8.5	Vorhersage-Lastmanager in einer Elektroverteilung . . . . .	153

8.6	Sequenzdiagramm Vorhersage-Lastmanager . . . . .	156
8.7	Regelungsstrategie des Hybrid-Lastmanagers . . . . .	157
8.8	Laufzeitmodul für Lasten . . . . .	160
8.9	Sequenzdiagramm des Hybrid-Lastmanagers für „AW2: Demand Side Management“ . . . . .	162
8.10	Validierung des Vorhersage-Lastmanagers durch Messungen . . . . .	165
8.11	Validierung des Hybrid-Lastmanagers durch Messungen am 08. Mai 2012 <sup>[47]</sup> . . . . .	166
8.12	Solarhaus „surPLUShome“, Gewinner des U.S. Solar Decathlon 2009 . . . . .	168
8.13	Lastmanagementfähige Gebäudesteuerung von surPLUShome . . . . .	170
8.14	Vereinfachte Darstellungen möglicher Funktionsblöcke für die Implementierung der Vorhersage-Optimierung und der Echtzeit-Regelung . . . . .	173
9.1	Sprungantworten der Führungs- und Störgrößen-Sprünge <sup>[46]</sup> . . . . .	177
9.2	Vorhersage-Lastanpassung von Haushaltsgeräten <sup>[46]</sup> . . . . .	179
9.3	Vorhersage- und Echtzeit-Lastanpassung an eine Photovoltaik-Einspeisung <sup>[46]</sup> . . . . .	181
9.4	Testläufe der Echtzeit-Regelung für die Lastanpassung an die Photovoltaik-Einspeisung der Photovoltaik-Anlage des Teststands <sup>[46]</sup> . . . . .	184
9.5	Abnahme von Überschussenergie durch Elektrofahrzeuge <sup>[46]</sup> . . . . .	185
10.1	Evaluation . . . . .	188
A.1	Haushaltsgeräte-Lastprofile verschiedener Effizienzklassen <sup>[49]</sup> . . . . .	194
A.2	Lastprofile der Szenarien A1/B1 und A2/B2 aus Abschnitt 5.6 vor der Lastanpassung <sup>[50]</sup> . . . . .	195
A.3	Simulationsergebnisse der Szenarien A1 und A2 aus Kapitel 5 <sup>[50]</sup> . . . . .	196
A.4	Simulationsergebnisse der Szenarien B1 und B2 aus Kapitel 5 <sup>[50]</sup> . . . . .	197
A.5	Yello- und MeRegio-Tarif für November und Dezember 2011 . . . . .	198
A.6	EEX- und Web2Energy-Tarif für November und Dezember 2011 . . . . .	199
A.7	Lastanpassung Web2Energy-Tarif, Woche vom 07.11.2011 bis 13.11.2011, Referenzkurve und Ergebnisse Szenario C.D . . . . .	200
A.8	Lastanpassung Web2Energy-Tarif, Woche vom 07.11.2011 bis 13.11.2011, Ergebnisse Szenarien D.D und E.D . . . . .	201
A.9	Fluktuation der Residuallast im Fallbeispiel „Mittelspannungsnetz“ in den Szenarien F und G im Jahr 2010 . . . . .	202
A.10	Fluktuation der Residuallast im Fallbeispiel „Mittelspannungsnetz“ in den Szenarien H und I im Jahr 2010 . . . . .	203



---

# Tabellenverzeichnis

2.1 Beiträge unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien zur gesicherten Leistung <sup>[12]</sup>	20
3.1 Vorteile eines Lastmanagements <sup>[37] [16][38]</sup>	26
3.2 Lastmanagement-Projekte in der Vergangenheit <sup>[21] [38]</sup>	30
5.1 Simulationsergebnisse der Szenarien A und B	66
5.2 Stromgestehungskosten im Jahr 2011 <sup>[31][3][10][45]</sup>	72
5.3 Bonussystem Web2Energy-Tarif <sup>[45]</sup>	73
5.4 Am Lastmanagement teilnehmende Haushaltsgeräte <sup>[45]</sup>	76
5.5 Ergebnisse der Szenarien C-E	79
5.6 Energiekosten des Referenzhaushalts in den Szenarien C-E	80
6.1 Anwendungsfall-Template für AW1: Demand Response	97
6.2 Anwendungsfall-Template für AW2: Demand Side Management	98
6.3 Anwendungsfall-Template für AW3: Tarifgenerierung	99
6.4 Gleichzeitigkeitsfaktoren <sup>[14] [45]</sup>	102
6.5 Ergebnisse der Szenarien D-E für statisches und dynamisches Demand Response im Smart Grid <sup>[45]</sup>	105
6.6 Elektrische Energiekosten in den Szenarien D-E für 30 Haushalte <sup>[45]</sup>	106
7.1 Verhaltensweise für den Betrieb von Haushaltsgeräten <sup>[48]</sup>	120
7.2 Randbedingungen für den Betrieb der Haushaltsgeräte für „AW2.2: Lastmanagement“ und „AW1.3: Elektromobilität“ <sup>[48]</sup>	128
7.3 Fluktuation der Residuallast im betrachteten Mittelspannungsnetz im Jahr 2010 <sup>[43]</sup>	133
7.4 Ergebnisse für die Residuallastglättung in den Szenarien F-I	140
8.1 Validierungsergebnisse für den Vorhersage-Lastmanager <sup>[45]</sup>	163
B.1 Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland <sup>[7]</sup>	206

B.2 Entwicklung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland <sup>[7]</sup>	207
B.3 Verschiebbare Lasten des virtuellen Referenzszenarios <sup>[50]</sup>	208
B.4 Tarif B: Dreistufiger E-Energy-MeRegio-Tarif für Dezember 2011 <sup>[25] [45]</sup>	209
B.5 Ursprüngliche Startzeiten der Haushaltsgeräte des Referenzhaushalts, Auszug aus der Gesamttabelle in [45]	210
B.6 Fluktuation der Residuallast des Fallbeispiels „Mittelspannungsnetz“ im Zeit- raum Januar bis Juni 2010	211
B.7 Fluktuation der Residuallast des Fallbeispiels „Mittelspannungsnetz“ im Zeit- raum Juli bis Dezember 2010	212

---

# Auflistungen

C.1 Backtracking-Algorithmus <sup>[50]</sup> . . . . .	213
C.2 Brute-Force-Algorithmus <sup>[50]</sup> . . . . .	214
C.3 Greedy-Algorithmus <sup>[50]</sup> . . . . .	215
C.4 Nemhauser-Ullmann-Algorithmus <sup>[50]</sup> . . . . .	216





---

# Lebenslauf

## Persönliche Daten

Lutz Steiner  
Geboren am 10. Juli 1979 in Bad Homburg v. d. H.  
Breslauer Straße 19  
69181 Leimen  
mail@lutzsteiner.de

## Schulbildung

08/1986–07/1990 Grundschule Dornholzhausen, Bad Homburg v. d. H.  
08/1990–06/1999 Allgemeine Hochschulreife, Georg-Kerschensteiner-Schule,  
Berufliches Gymnasium, Bad Homburg v.d.H.

## Wehrdienst

07/1999–04/2000 4. Stabs- und Fernmeldebataillon 5, Lahnstein

## Studium

10/2000–01/2008 Studiengang Elektrotechnik und Informationstechnik,  
Vertiefungsrichtung Automatisierungstechnik,  
Technische Universität Darmstadt

## Beruflicher Werdegang

02/2008–02/2013 Wissenschaftlicher Mitarbeiter  
FG Regenerative Energien, Technische Universität Darmstadt  
03/2013–03/2014 Consultant, KNX Association Brüssel, Belgien  
Seit 04/2014 Strategischer Produktmanager,  
ABB STOTZ-KONTAKT GmbH, Heidelberg